

MÜNCHNER STUDIEN
ZUR
SOZIAL- UND WIRTSCHAFTSGEOGRAPHIE

Herausgegeben

von

PROF. DR. K. RUPPERT

PROF. DR. E. THIEL

Wirtschaftsgeographisches Institut der Universität München

Schriftleitung: Dr. F. Schaffer

BAND 2

Die Erdölwirtschaft in Nigeria

Eine wirtschaftsgeographische Sektoralanalyse

von

LUDWIG SCHÄTZL

Mit 26 Abbildungen und 105 Tabellen

VERLAG MICHAEL LASSLEBEN KALLMÜNZ/REGENSBURG

1967

Alle Rechte vorbehalten

Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages in Übereinkunft mit dem Herausgeber ist es nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus nachzudrucken oder auf photomechanischem Wege zu vervielfältigen.

© 1967 by Verlag Michael Laßleben, Kallmünz/Regensburg

Anfragen bezüglich Drucklegung von wissenschaftlichen Arbeiten, Tauschverkehr usw. sind zu richten an
Prof. Dr. K. Ruppert, Wirtschaftsgeographisches Institut der Universität München.

Bestellung einzelner Arbeiten oder der ganzen Schriftenreihe nur beim Verlag oder durch den Buchhandel.

Die Erdölwirtschaft in Nigeria

Eine wirtschaftsgeographische Sektoralanalyse

INAUGURAL - DISSERTATION

zur Erlangung der Doktorwürde
einer Hohen Staatswirtschaftlichen Fakultät
der Ludwig-Maximilians-Universität
zu München

vorgelegt von

Dipl.-Kfm.

LUDWIG SCHÄTZL

München 1967

Referent: Professor Dr. E. Thiel
Korreferent: Professor Dr. K. Ruppert
Tag der mündlichen Prüfung: 24. Juli 1967



Satz und Druck:
Buchdruckerei Michael Laßleben, Kallmünz/Opf. 1967

Gedruckt mit Unterstützung
der Stiftung Volkswagenwerk

INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	9
Einführung	11
A. Die Erschließung und Förderung des nigerianischen Rohöls und Erdgases	13
I. Die Konzessionsverteilung in Nigeria	13
a) Die räumliche und zeitliche Verteilung der Konzessionen	13
1. Die Konzessionsverteilung auf dem Festland	13
1.1. Die autonome Konzessionsauswahl der Shell-BP	13
1.2. Die derivative Konzessionsauswahl der „newcomers“	14
2. Die Konzessionsverteilung auf dem Kontinentalschelf	15
b) Die Beurteilung der Konzessionsverteilung	16
1. Der Anteil der Erdölgesellschaften an der Konzessionsfläche	16
2. Die Art der Konzessionen	16
3. Die Lage der Konzessionsgebiete	18
4. Die Zusammensetzung der Konzessionsnehmer	19
II. Die Erforschung erdöhlöffiger Strukturen in Nigeria	19
a) Analyse der geologischen Struktur Nigerias	19
1. Nicht erdöhlöffige geologische Formationen	19
2. Erdöhlöffige geologische Formationen	21
b) Der Nachweis von Rohöllagerstätten durch Erdölbohrungen	22
1. Die räumliche und zeitliche Verteilung der Erdölbohrungen in Nigeria	22
2. Die Erfolgsrate der Erdölbohrungen	26
c) Die Rohöl- und Erdgasreserven Nigerias	27
1. Der Umfang der Rohöl- und Erdgasreserven	27
2. Zur Problematik der Berechnung der Rohölreserven durch die Erdölgesellschaften	29
III. Die Rohöl- und Erdgasförderung Nigerias	30
a) Analyse der Gesamtförderung	30
1. Die Entwicklung der Rohöl- und Erdgasförderung	30
1.1. Die Entwicklung von 1957/58 bis 1964/65	30
1.2. Die geschätzte Entwicklung bis 1970	30
2. Die internationale Bedeutung der nigerianischen Rohölförderung — ein Mengen- und Kostenvergleich	32
b) Analyse der Förderung in den einzelnen Feldern	33
1. Die Lage der Rohölfelder und ihre Bedeutung für die Gesamtentwicklung	33
2. Die Förderbedingungen in den einzelnen Feldern	35
3. Die unterschiedliche Qualität des Rohöls und Erdgases in den einzelnen Feldern	37
B. Der Rohöl- und Erdgasabsatz Nigerias	39
I. Der Rohöl- und Erdgastransport in Nigeria	39
a) Das Rohrleitungsnetz	39

1. Pipelines als optimales Massentransportmittel für Rohöl und Erdgas	39
2. Die regionale Expansion des Rohrleitungsnetzes	42
b) Die Rohölverschiffung	46
1. Der Rohölhafen Port Harcourt als Übergangslösung	46
2. Der Rohölhafen Bonny	46
3. Die Überwindung der Bonny Barriere	47
4. Das Mündungsgebiet des Escravos Rivers als möglicher Standort für einen Rohölhafen in der Mittel-West-Region	49
II. Der Export von Rohöl und Erdgas	50
a) Die Entwicklung der Rohölexporte Nigerias	50
1. Die Mengen- und Preisentwicklung	50
2. Die Bestimmungsländer der Rohölexporte	51
b) Analyse der Absatzmärkte für nigerianisches Rohöl	52
1. Der westeuropäische Absatzmarkt	52
2. Der afrikanische Absatzmarkt	54
3. Der amerikanische Absatzmarkt	57
c) Die Möglichkeit von Erdgasexporten in der Zukunft	58
C. Die Rohölgesetzgebung Nigerias	60
I. Die Konzessionsgesetzgebung	60
a) Gesetzliche Bestimmungen über Explorationskonzessionen	60
b) Gesetzliche Bestimmungen über Prospektionskonzessionen	61
c) Gesetzliche Bestimmungen über Bergbaukonzessionen	62
d) Beurteilung der nigerianischen Konzessionsgesetzgebung	64
II. Die Petroleum Profits Tax Ordinance	65
a) Die Gewinnermittlung der Erdölgesellschaften	66
1. Das Schema der Gewinn- und Verlustrechnung gemäß den §§ 9 bis 15 der Petroleum Profits Tax Ordinance in der Fassung vom 30. April 1959	66
2. Die Erträge der Erdölgesellschaften als Grundlage für die Ermittlung des Betriebserfolges	66
3. Nach dem Gesetz zulässige ertragsmindernde Abzugspostitionen	67
b) Die Gewinnverteilung zwischen den Erdölgesellschaften und der Regierung	71
1. Die Ermittlung der Körperschaftsteuer	71
2. Nach dem Gesetz zulässige Abzugspostitionen von der Körperschaftsteuer	71
III. Die Anpassung der nigerianischen Rohölgesetzgebung an internationale Rechtsnormen	73
a) Der heutige Stand der Rohölgesetzgebung Nigerias	73
b) Rechtliche Möglichkeiten der Änderung der Rohölgesetzgebung	73
c) Die Rohölgesetzgebung der wichtigsten afrikanischen Förderländer	74
1. Das algerisch-französische Erdölabkommen	74
2. Die Rohölgesetzgebung Libyens	75
3. Die Prüfung der Anwendbarkeit der algerischen und libyschen Rohölgesetzgebung für Nigeria	75
d) Beurteilung der wirtschaftlichen Zweckmäßigkeit von Gesetzesänderungen	76

D. Die Stellung von Rohöl und Erdgas innerhalb der Energiestruktur Nigerias	77
I. Die mit Rohöl und Erdgas im Wettbewerb stehenden Energieträger	77
a) Glanzkohle	77
1. Lage und Umfang der Glanzkohlevorkommen	77
2. Qualität und Verwendungsmöglichkeiten der Glanzkohle	77
b) Lignit	78
1. Lage und Umfang der Lignitvorkommen	78
2. Qualität und Verwendungsmöglichkeiten der Lignite	79
c) Wasserkraft	79
d) Gesamtanalyse des Energiepotentials	80
II. Die Energiewirtschaftliche Nutzung der Energieträger in der Vergangenheit	81
a) Die Darstellung der Energiestruktur Nigerias anhand von Primärenergiebilanzen	81
b) Die Entwicklung des Energieaufkommens im Inland	82
c) Die Entwicklung des Energieaußenhandels	84
d) Die Entwicklung des Energieverbrauchs	86
III. Inländische Rohölverarbeitung und Erdgasnutzung in ihrer Bedeutung für den nigerianischen Energiemarkt	89
a) Die Erdölraffinerie Alese Eleme Standort — Kapazität — Baukosten — Verarbeitungsverfahren	89
b) Die Diskrepanz zwischen Raffinerie-Ausstoß und inländischem Marktbedarf	91
1. Gesamtwirtschaftliche Aspekte	91
2. Einzelwirtschaftliche Aspekte	94
c) Der Einfluß der Rohölverarbeitung auf die inländischen Mineralölpreise	96
d) Die Distribution der Mineralölfertigprodukte in Nigeria	99
1. Die Bestimmung des regionalen Verbrauchs von Mineralölfertigprodukten	99
2. Die Verteilung der Mineralölfertigprodukte vor und nach der Eröffnung der Alese Eleme Raffinerie	102
e) Die Auswirkungen der Rohölverarbeitung und der Erdgasnutzung auf den Energieverbrauch	106
1. Veränderungen im Mineralölverbrauch durch die Rohölverarbeitung in Alese Eleme	106
2. Analyse des nigerianischen Erdgasmarktes	107
IV. Versuch von globalen Energieverbrauchsprojektionen und ihre Problematik in einem Land im energiestrukturellen Umbruch	109
a) Einfache Projektionsmethode des Energieverbrauchs	109
b) Qualifizierte Projektionsmethode des Energieverbrauchs	111
1. Die Wahl der wirtschaftlichen Bezugsgröße zum Energieverbrauch	111
2. Die Regressionsanalyse	112
E. Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Erdölindustrie	115
I. Die Stellung des Erdöls in der Außenwirtschaft	115
a) Der Einfluß des Erdöls auf die Außenhandelsstruktur	115
1. Die Auswirkungen der Rohölgewinnung	115
1.1. Die zunehmende Bedeutung der Rohölexporte	115
1.2. Güter- und Dienstleistungsimporte zum Aufbau der Rohölindustrie	117

2. Die Auswirkungen der Rohölverarbeitung in Nigeria	119
b) Der Einfluß des Erdöls auf die Zahlungsbilanz	120
1. Die allgemeine Entwicklung der nigerianischen Zahlungsbilanz	120
2. Rohöl in der Leistungsbilanz	122
3. Rohöl in der Kapitalbilanz	123
II. Auswirkungen des Erdöls auf die Staatsfinanzen	124
a) Die Abgaben der Mineralölindustrie an die nigerianische Regierung	124
1. Die einzelnen Abgabearten in ihrer Höhe und Entwicklung	124
2. Die internationale und nationale Bedeutung der Rohöleinnahmen	127
b) Die regionale Distribution der Einnahmen aus der Mineralölindustrie	130
1. Die regionale Distribution der Einnahmen aus der Rohölgewinnung	130
2. Die regionale Distribution der Einnahmen aus Mineralölzöllen und -verbrauchssteuern	132
III. Die Stellung des Erdöls im Industrialisierungsprozeß Nigerias	133
a) Der Stand der Industrialisierung Nigerias	133
b) Infrastrukturinvestitionen als Voraussetzung zum Aufbau der Mineralölindustrie	133
c) Die regionalen Auswirkungen von Investitionen in der Mineralölgewinnung	135
Zusammenfassung	137
Umrechnungstabelle	145
Verzeichnis der Abkürzungen	145
Verzeichnis der Abbildungen	146
Verzeichnis der Tabellen im Textteil	147
Verzeichnis der Tabellen im statistischen Anhang	148
Statistischer Anhang	151
Literaturverzeichnis	205

VORWORT

Ziel dieser Arbeit ist es, den langfristigen Entwicklungsprozeß der Erdölwirtschaft Nigerias zu analysieren. In den einzelnen Abschnitten der Untersuchung, die fördertechnische, absatzwirtschaftliche und rechtliche Aspekte der Rohöl- und Erdgaswirtschaft sowie energiestrukturelle und volkswirtschaftliche Auswirkungen der Erdölindustrie behandeln, sollen zunächst die Entwicklungstendenzen in der Vergangenheit lückenlos dargestellt werden. Auf den Ergebnissen dieser vergangenheitsbezogenen Analyse aufbauend wird der Versuch unternommen, in den einzelnen Teilbereichen Voraussagen über die zukünftige Entwicklung zu treffen. Vor allem bei der Aufstellung der staatlichen Entwicklungspläne, die in Nigeria auf einen Zeitraum von sechs Jahren abgestellt sind, ist die Kenntnis der zu erwartenden Entwicklungstendenzen auf dem Energiesektor eine unabdingbare Notwendigkeit. Fundierte Energieproduktions- bzw. Energiebedarfsprognosen, die in die volkswirtschaftliche Gesamtplanung einbezogen werden können, sind für Nigeria von hohem Wert, da die Exporte von Primärenergieträgern der Zahlungsbilanz und dem Staatshaushalt ihr Gepräge geben, und die ausreichende Verfügbarkeit von Energieträgern am inländischen Markt eine der Grundkomponenten für die Steigerung des wirtschaftlichen Leistungsprozesses darstellt.

Die Erhebung und Aufbereitung des in der Arbeit verwendeten statistischen Materials erfolgte im Jahre 1964/65 während eines knapp einjährigen Forschungsaufenthaltes in Afrika. Durch die Aufnahme der vorliegenden Untersuchung in das offizielle Forschungsprogramm des „Nigerian Institute of Social and Economic Research“ in Ibadan wurde der Ablauf der Feldarbeiten in Nigeria sehr begünstigt¹. Das vorzügliche Image dieses Zentralplanungsinstituts in Nigeria war ausschlaggebend für die enge und fruchtbare Zusammenarbeit mit der nigerianischen Regierung und den staatlichen und privaten Unternehmen des Landes. Dies war von Bedeutung, da auf Grund unzureichender Publikationen über

den aufstrebenden Wirtschaftszweig der Rohölgewinnung und -verarbeitung der größte Teil der Informationen durch persönliche Befragungen von Regierungsbehörden und Unternehmern gesammelt werden mußte. Die Kontaktpersonen in den Ministerien waren vornehmlich Nigerianer der mittleren Beamtenhierarchie. Die Ergiebigkeit dieser Befragungen war zum Teil wegen der fehlenden Sachkenntnisse der Beamten relativ gering, obwohl die Bereitwilligkeit zu Auskünften fast ausnahmslos gegeben war. Nach zeitraubender persönlicher Durchsicht der Akten bildete jedoch das bei den nigerianischen Regierungsstellen vorhandene statistische Urmaterial eine wichtige Grundlage für die vorliegende Untersuchung. Von den befragten sieben Rohölfördergesellschaften, sieben Mineralölmarketinggesellschaften und knapp zwanzig Energiegroßverbrauchern, die zumeist von ausländischen Managern geleitet wurden, waren nur wenige beim ersten Besuch zu detaillierten Angaben bereit. Nach mehrmaligem Besuch gelang es jedoch bei fast allen Unternehmen, genauere Angaben über Produktionsvolumen, Kostenstruktur, Marktstellung, Distributionsverfahren, Beschäftigte usw. zu erlangen. Die befragten Firmen verfügten zudem über exakte Kenntnisse des Tätigkeitsbereichs ihrer Konkurrenten, so daß sich ein guter Überblick über die Gesamtsituation der Branche ergab.

Als „Associate Research Fellow“ am Nigerian Institute of Social and Economic Research standen mir bei der Aufbereitung der Befragungsergebnisse die modernen IBM-Datenverarbeitungsanlagen des Instituts und der Universität Ibadan zur Verfügung. Die Kontrolle der Richtigkeit der gesammelten Daten war auf Grund des Aufbaues des Fragebogens leicht durchführbar, da die Angaben der Regierung mit denen der Rohölfördergesellschaften, die Daten der Mineralölmarketinggesellschaften mit denen der Energieverbraucher zwangsläufig übereinstimmen mußten. Nach Beendigung meines Aufenthaltes in Nigeria bot ein Besuch der in der Sa-

¹ Research for National Development. Compiled by the Nigerian Institute of Social and Economic Research, Ibadan 1966, S. 46, Nr. 13: Petroleum in the Nigerian Economy.

hara gelegenen Rohölfördergebiete Algeriens die Möglichkeit zu Vergleichsstudien mit einer bereits entwickelteren Mineralöl- und Erdgasindustrie.

Die Auswertung der Untersuchungsergebnisse erfolgte seit Mitte 1965 am Institut für Wirtschaftsgeographie der Universität München.

Die vorliegende Arbeit wurde durch großzügige Unterstützung und wertvolle Anregungen von Persönlichkeiten und Institutionen des In- und Auslandes entscheidend gefördert, wofür ich allen meinen tief empfundenen Dank aussprechen möchte. Insbesondere danke ich der Stiftung Volkswagenwerk, die mir ein Reisestipendium gewährte, das den knapp einjährigen Forschungsaufenthalt in Afrika ermöglichte, Herrn

Dr. H. M. A. *Onitiri*, Direktor des „Nigerian Institute of Social and Economic Research“, der meine Feldarbeit in Nigeria in vielfältiger Weise unterstützte und Herrn Professor Dr. Karl Ruppert für die Bereitstellung der Arbeitseinrichtungen des Instituts für Wirtschaftsgeographie der Universität München. Unserem Kartographen, Herrn G. Koch verdanke ich die sorgfältige Ausführung der Karten und graphischen Darstellungen.

Mein besonderer Dank gilt meinem hochverehrten Lehrer Herrn Professor Dr. Erich *Thiel* für die Betreuung der Arbeit. So danke ich ihm für die Anregung zu dieser Studie, für zahlreiche Ratschläge und für seine weitreichende und jederzeit freundlich erwiesene Hilfe.

München, Februar 1967

L. S.

EINFÜHRUNG

Nigeria liegt in Westafrika in der Höhe des Golfs von Guinea etwa zwischen dem 4. und 14. Grad nördlicher Breite und dem 3. und 14. Grad östlich von Greenwich. Seine Nachbarstaaten, ehemals französische Besitzungen, sind im Westen Dahomey, im Norden Niger, im Nordosten Tschad und im Osten Kamerun.

Der Bundesstaat Nigeria, der aus vier relativ selbständigen Regionen (Nord-, West-, Mittelwest- und Ost-Region) besteht, ist durch tiefgreifende geographische, ethnische, politische und wirtschaftliche Gegensätze gekennzeichnet.

In naturräumlicher Gliederung umfaßt Nigeria Landschaften, die von den Mangrovensümpfen und dem tropischen Regenwald im Süden bis zur Sudansavanne und dem Dornbusch als Übergang zur Sahara im Norden reichen.

Nigeria ist das volkreichste Land Afrikas. Bei einer Größe von etwa 924 000 km² wird die Bevölkerung nach dem Zensus von November 1963 mit knapp 56 Mill. ausgewiesen, die durchschnittliche Bevölkerungsdichte des Landes liegt damit bei 60 Einwohnern pro km². Die regionale Verteilung der Bevölkerung ist sehr differenziert. Die stärkste Bevölkerungsverdichtung finden wir im Yoruba- und Iboland sowie um Kano, während der Middle Belt geringe Bevölkerungsdichtewerte aufweist. Da die Nordregion knapp 80 % der Gesamtfläche und mehr als die Hälfte der Gesamtbevölkerung auf sich vereint, nimmt sie gegenüber den drei Küstenregionen eine dominierende Stellung ein.

Die ethnische Zersplitterung ist in Nigeria groß. Von den 270 Stämmen, die den Bundesstaat bevölkern, sind jedoch nur wenige Völker von ausschlaggebender Bedeutung. Die wichtigsten Stämme im Norden sind die Haussa, Fulani und Kanuri, in der West-, Mittelwest- und Ost-Region sind die Yoruba, Edo und Ibo die tragenden Volksgruppen. Die Minoritäten machen in jeder Region etwa ein Drittel der Bevölkerung aus.

Zwischen den Küstenregionen und dem Norden besteht ein erhebliches Bildungsgefälle. Die Modernisierung des Landes war bis weit in das 20. Jahrhundert auf den Süden beschränkt, da die herrschende Feudalaristokratie des moslemi-

schen Nordens die Christianisierung unterband und eine fortschrittliche Entwicklung behinderte. Erst in jüngster Zeit ist der Norden namentlich im Erziehungswesen bemüht, den zivilisatorischen Vorsprung des Südens aufzuholen.

Der Gegensatz zwischen den konservativen Kräften des Nordens, welche die politische Führung seit der Staatsgründung behaupten und den dynamischen fortschrittlichen Kräften des Südens führten zu Stammesrivalitäten und innenpolitischen Spannungen, die den Bestand der jungen Nation ernsthaft gefährden. Nigeria entstand in seiner jetzigen Ausdehnung im Jahre 1914, als die britischen Protektorate Nord- und Südnigeria zu einer Verwaltungseinheit zusammengefaßt wurden. 1960 erhielt die Kolonie die Unabhängigkeit, 1963 wurde die Republik Nigeria ausgerufen. Verfassung und Regierungssystem des Bundesstaates waren demokratisch konzipiert mit einem Parlamentarismus englischer Prägung. Zunächst erschien Nigeria als das Land unter den afrikanischen Staaten, das dem westlichen Mehrparteiensystem am nächsten kam. Am Ende der angeblichen politischen Stabilität stand im Januar 1966 die Revolution der Armee, der am 30. Juli 1966 ein zweiter Militärputsch folgte. Die Militärdidaktiken waren Folge einer Staatskrise, deren Ursachen die Korruption und Aushöhlung der demokratischen Ordnung, der Tribalismus in Politik, Parteiwesen und Wirtschaft, die Benachteiligung der Minoritäten innerhalb der einzelnen Regionen, vor allem aber die durch Wahlfälschungen manifestierte Vormachtstellung des islamischen Nordens in der Bundespolitik waren. General Ironsi, ein Ibo, der im Verlauf der ersten Militärrevolution an die Macht kam, strebte eine zentrale Regierungsform für Nigeria an. Seine zögernde Politik und das Mißtrauen des Nordens gegen eine Ibo-Hegemonie führten zum zweiten Umsturz und zur erneuten Zementierung der Vormachtstellung des Nordens. Neuer Machthaber wurde Gowon, ein Offizier aus dem zum Norden gehörenden Middle Belt, der den Erhalt der föderativen Struktur befürwortet und der im Einklang mit dieser Konzeption die von Ironsi eingeleiteten Maßnahmen zur Zentrali-

sierung der politischen Macht rückgängig machte. Der zweite Umsturz war begleitet von blutigen Ausschreitungen der Bevölkerung, vornehmlich der nördlichen Stämme gegen Angehörige des Staatsvolkes der Ostregion. Der Osten, der seit der Juli-Revolution 1,6 Mill. Flüchtlinge einzugliedern hat, strebt die Loslösung von der Zentralregierung durch Gründung eines unabhängigen Staates Biafra an. Gowon und die Militärjunta von Nord- und Westnigeria kündigten an, notfalls mit Gewalt den Verbleib der abtrünnigen Region zu erzwingen.

Es ist zu befürchten, daß die politischen Unruhen das wirtschaftliche Wachstum des Landes empfindlich beeinträchtigen. Dies wäre zu bedauern, da trotz der explosiv zunehmenden Bevölkerung Nigeria mit seinem reichen Wirtschaftspotential und bei politischer Stabilität durchaus in der Lage ist, eine stetige Hebung des pro-Kopf-Einkommens durchzusetzen. Das jährliche Durchschnittseinkommen per capita liegt gegenwärtig bei 260 bis 300 DM, was selbst für ein Entwicklungsland niedrig ist.

In der Wirtschaftsstruktur Nigerias nimmt der Agrarsektor eine dominierende Stellung ein. Über 75% der Erwerbspersonen sind in der Land- und Forstwirtschaft beschäftigt. Der Anteil dieses Wirtschaftszweiges am Bruttosozial-

produkt liegt bei 60% und im Außenhandel sind Agrarprodukte wie Kakao, Erdnüsse, Palmkerne und Palmöl die wichtigsten Exportgüter Nigerias. In der Wirtschaftspolitik des Landes steht daher die Verbesserung der Agrarstruktur an der Spitze der Rangordnung. Aber auch auf dem Gebiet der Industrialisierung wurden erste bedeutende Erfolge erzielt. Zwar führten Engpässe im Infrastrukturbereich, so etwa die unzureichende Zahl an Facharbeitern und Technikern, oder die geringe Effizienz der Verkehrsträger zu sektoralen Schwierigkeiten, die jedoch bei weitem überkompensiert werden durch die Tatsache, daß in Nigeria im Gegensatz zu den meisten anderen afrikanischen Entwicklungsländern auf Grund der Größe des Marktes die „economies of large scale“ zum Tragen kommen. Als bedeutende Industriezweige seien die Aufbereitung und Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte, die Holzverarbeitung, die arbeitsintensive Textilindustrie sowie die Zinnverarbeitung herausgegriffen. Die stärksten Impulse für den wirtschaftlichen Wachstumsprozeß Nigerias gehen jedoch von der Erdöl- und Erdgaswirtschaft aus; eine umfassende Analyse dieses Wirtschaftssektors unter Betonung wirtschaftsgeographischer Aspekte ist Ziel der vorliegenden Arbeit.

A. DIE ERSCHLIESSUNG UND FÖRDERUNG DES NIGERIANISCHEN ROHÖLS UND ERDGASES

I. DIE KONZESSIONSVERTEILUNG IN NIGERIA

a) DIE RÄUMLICHE UND ZEITLICHE VERTEILUNG DER KONZESSIONEN

1. Die Konzessionsverteilung auf dem Festland

1. 1. Die autonome Konzessionsauswahl der Shell-BP

Die Shell-d'Arcy Petroleum Development Company of Nigeria¹, eine Tochtergesellschaft der Erdölkonzerne Shell Petroleum Company und British Petroleum Company, erwarb im Jahre 1938 von der englischen Kolonialregierung die erste Erdölkonzession in Nigeria. Es handelte sich dabei um eine Explorationskonzession für das gesamte nigerianische Festlandsgebiet von 924 600 km². Geologische und geophysikalische Untersuchungen in den folgenden Jahren, mit einer Unterbrechung während des Zweiten Weltkrieges von Anfang 1941 bis Mitte 1946, ergaben, daß die günstigsten erdöhlöffigen Strukturen im Bereich des südnigerianischen Sedimentärtrögs liegen. Entsprechend beschränkte im Jahre 1951 Shell-BP ihre Explorationskonzession auf ein 150 200 km² großes Gebiet in Südnigeria, das sich von der Ostgrenze Daho-meys ausgehend über das Nigerdelta bis zu dem damals unter britischer Verwaltung stehenden Teil von Kamerun erstreckte. Auf Grund der Ergebnisse der Tiefbohrungen erfolgten in den Jahren 1955 und 1957 weitere Gebietsbeschränkungen. Aus der 1951 reduzierten Konzessionsfläche wählte Shell-BP am 19. 1. 1955 für eine Fläche von ca. 61 100 km² und am 19. 1. 1957 nochmals für ca. 41 400 km² 20 Prospektionskonzessionen aus, so daß sich das Lizenzgebiet auf knapp 103 600 km² reduzierte.

Wie Abb. 1 zeigt, konzentrierten sich die Konzessionsgebiete der Shell-BP immer deutlicher auf das Nigerdelta. Nach Ablauf der Prospektionskonzessionen, deren Laufzeit gesetzlich auf maximal 5 Jahre beschränkt war, erfolgte die letzte Gebietsselektion der Shell-BP, als am 1. 1. 1960 und am 1. 1. 1962 für eine Fläche von knapp 38 900 km² 46 Bergbaukonzessionen erworben wurden.

Die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria war in der Lage, aus dem im Jahre 1938 erworbenen Konzessionsgebiet, unbeeinflusst von Konkurrenten und ohne Zeitdruck bis zum Jahre 1962 38 900 km² auszuwählen; in diesen Gebieten bestanden die besten geologischen Voraussetzungen für die Bildung von Rohöllagerstätten. Die Möglichkeit, im Bereich der Konzessionspolitik über zwei Jahrzehnte hinweg eine autonome Strategie betreiben zu können, hat dazu geführt, daß diese Gesellschaft heute auf dem Festland optimale Konzessionsflächen besitzt. Die Monopolstellung in der Vergangenheit bei der Lizenzauswahl verleiht der Shell-BP auch in der Gegenwart und Zukunft eine dominierende Stellung in der Entwicklung der nigerianischen Erdölindustrie. Diese starke Position ist als Äquivalent zu werten für die intensiven Bemühungen um die Erforschung eines geologisch unerschlossenen Landes mit einer zum Teil schlecht entwickelten Infrastruktur. Durch die Eroberung Nigerias als neues Erdölbezugsgebiet, sowie durch die Erschließung der Erdöllager mit neuartigen, bisher noch nicht erprobten Geräten und För-

¹ Der Firmenname Shell-d'Arcy Petroleum Development Company of Nigeria wurde am 30. April 1956 in Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria umgewandelt, um die Beteiligung der British Petroleum Company aus Gründen der „Public Relations“ klarer zum Ausdruck zu bringen. Eine Änderung der Unternehmenspolitik oder der Organisation war mit der Namensänderung nicht verbunden.

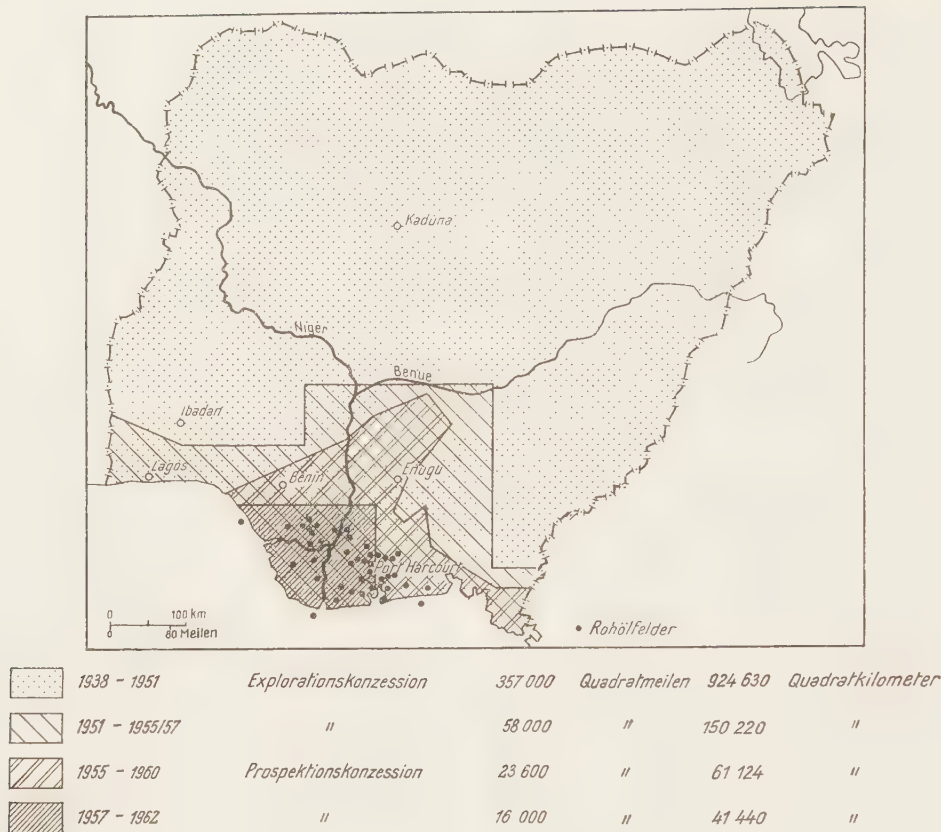


Abb. 1: Die Entwicklung der Konzessionsgebiete der Shell-BP im Zeitraum von 1938 bis 1960/62

Zusammengestellt nach:

o. V., Search for Oil, in: Nigerian Trade Journal, Vol 3, No. 3, July/September 1954, S. 13.

The Shell-BP Story, Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., Port Harcourt, 1965, S. 10.

dermethoden nahm die Gesellschaft die Funktion eines Pionierunternehmers im Sinne von SCHUMPETER wahr².

1.2. Die derivative Konzessionsauswahl der „newcomers“

Die vielversprechenden Ergebnisse der Aufschlußarbeiten der Shell-BP Petroleum Development Company hatten zur Folge, daß auch andere Erdölkonzerne Interesse für die nigerianische Rohölwirtschaft zeigten. Diese „newco-

mers“ konnten für jene Festlandsgebiete Konzessionen erwerben, die der originäre Lizenznehmer, Shell-BP, aufgegeben hatte. Sie mußten sich bei der Konzessionsauswahl also auf Gebiete beschränken, die zumindest nach den Erkenntnissen der Shell-BP in ihrer Erdölhöffigkeit weniger günstig waren. Andererseits war das Unternehmerrisiko der neuen Erdölgesellschaften durch die bereits geleisteten umfangreichen Vorarbeiten entscheidend vermindert³. Die erste Gesellschaft, die sich neben Shell-BP

² Schumpeter, Josef, Theorie der wirtschaftlichen Entwicklung, 5. Aufl., Berlin 1926, S. 100 ff. Insbesondere sei in diesem Zusammenhang auf die von Shell entwickelte sog. „plastic injection technique“ hingewiesen, die erstmals im nigerianischen Rohölfeld Bomu erprobt wurde (vgl. hierzu Abschnitt A III b 2). Außerdem ließ die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Spezialschlepper und schwimmende Bohrinseln konstruieren, die die Rohölsuche in den unzugänglichen Mangrovesümpfen Südnigerias erst ermöglichten.

³ Beispielsweise konnten die „newcomers“ für ihre Konzessionsgebiete in der Regel von Shell-BP geologische und geophysikalische Untersuchungen, sowie Bohranalysen käuflich erwerben.

an der Rohölsuche in Nigeria beteiligte, war die Mobil Exploration Nigeria Inc., eine Tochtergesellschaft der amerikanischen Socony Mobil Oil Company. Sie erwarb im Jahre 1955 eine 729 800 km² umfassende Explorationslizenz für alle von Shell-BP aufgegebenen Gebiete der Nord-Region, einschließlich der damals von der Nord-Region verwalteten Teile Britisch-Kameruns. Zwei Jahre später erfolgte dann eine Einengung der Konzession auf ein 32 900 km² großes Gebiet im Sedimentbecken von Sokoto im Nordwesten des Landes. Im Jahre 1957 erhielt Mobil noch eine Explorationskonzession in der West-Region für ein ca. 10 400 km² großes Gebiet, das sich von der Westgrenze Nigerias ausgehend entlang der Küste bis östlich von Lagos erstreckte. Beide Konzessionen gab die Gesellschaft nach Ablauf der Lizenzverträge am 15. November 1958 bzw. am 1. März 1961 wieder an die nigerianische Regierung zurück, da ihre geologischen und geophysikalischen Untersuchungen, sowie drei Tiefbohrungen in der West-Region keinen Erfolg zeigten⁴. Als Shell-BP in den Jahren 1960 und 1962 nur $\frac{1}{3}$ der Fläche ihrer Prospektionslizenzen in Bergbaurechte umwandelte⁵, war für die „newcomers“ die Grundlage geschaffen, sich an der Rohölsuche in erdöhlöffigen Bereichen Südnigerias zu beteiligen. Als erste Gesellschaft erwarb daraufhin die Tennessee Nigeria Inc., eine Tochtergesellschaft der amerikanischen Tennessee Gas Transmission am 1. 4. 1960, 30. 9. 1961 und 14. 6. 1962 fünf Prospektionskonzessionen für eine Fläche von 17 500 km². Mehr als die Hälfte dieser Suchgebiete gab Tennessee allerdings nach Ablauf der Prospektionskonzessionen wieder an die

Regierung zurück. Einer weiteren amerikanischen Gesellschaft, der Nigerian Gulf Oil Co., eine Beteiligungsgesellschaft der Gulf Oil Company, erteilte der nigerianische Staat am 1. 12. 1961 und am 14. 6. 1962 drei Prospektionskonzessionen mit einer Gesamtgröße von etwa 10 300 km². Am 14. 6. 1962 erwarb die Nigerian AGIP Oil Company Ltd., eine Tochtergesellschaft des italienischen Staatskonzerns ENI eine Festlandsprospektionslizenz von 5 300 km². Die umfangreichsten Gebiete erhielt jedoch die SAFRAP Nigeria Ltd., mit zwei Explorationskonzessionen von 41 400 km² und fünf Prospektionsuchgebieten von insgesamt ca. 23 600 km². An dieser Gesellschaft ist die SAFREP (Société Anonyme Française des Recherches et d'Exploration de Petrole) mit 50 %, die RAP (Regie Autonome des Petroles) mit 40 % und die SOGERAP (Société de Gestion des Participations de la RAP) mit 10 % beteiligt. Bei der SAFREP und der RAP beträgt der Kapitalanteil des französischen Staates 64 % bzw. 100 %⁶. Im April 1965 schließlich sicherte sich die Phillips Petroleum Company über 5 700 km² Suchgebiete, die von Tennessee aufgegeben worden waren. Darüberhinaus kaufte Phillips einen Anteil von 50 % an der nigerianischen Konzession von AGIP⁷.

2. Die Konzessionsverteilung auf dem Kontinentalschelf

Das gezeigte Interesse der internationalen Erdölgesellschaften, in Nigeria Festlandskonzessionen zu erwerben, veranlaßte die Bundesregierung auch für den der Küste vorgelager-

⁴ Diese Angaben sind folgenden Veröffentlichungen entnommen: Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1956, Federal Government Printer, Lagos 1957, S. 11.

Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1957, Federal Government Printer, Lagos 1958, S. 39.

Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1958, Federal Government Printer, Lagos 1959, S. 42.

Annual Report of the Mines Division, Ministry of Mines and Power, 1958—1959, Federal Government Printer, Lagos 1960, S. 15.

Annual Report of the Geological Survey Department, for the Year 1958—59, Federal Printing Division, Lagos 1961, S. 12.

Annual Report of the Geological Survey Department, for the Year 1960—61, Federal Ministry of Information, Printing, Division, Lagos 1962, S. 11.

⁵ Der Konzessionsvertrag der Regierung Nigerias mit der Shell-BP bestimmte, daß bei der Umwandlung von Prospektionskonzessionen in Bergbaurechte mindestens 50 % der Lizenzfläche an den Staat zurückgegeben werden mußte.

⁶ vgl. Tabelle A I bis A V.

⁷ o. V., Nigerian im Scheinwerferlicht, in: Petroleum Press Service, Jahrg. XXXIII, Nr. 2, Februar 1966, S. 51.

ten Kontinentalschelf Lizenzen zu vergeben⁸. Die Regierung schrieb die Küstengewässer bis zu einer Wassertiefe von 183 m, die 100-Faden-Linie, aus⁹. Das Angebot bestand aus 12 je ca. 2 600 km² großen Konzessionsblöcken, die den gesamten Küstenbereich, von der Grenze Dahomeys ausgehend, bis zum Mündungsgebiet des Cross River umfassen. Die Breite der Lose variiert von 15—20 km an der nigerianischen Westküste bis durchschnittlich 50—60 km im Osten des Landes.

Obwohl die Erteilung einer Prospektionskonzession mit der Zahlung einer einmaligen Prämie von N£ 500 000 je Konzessionsblock verbunden war, erwarben am 1. 12. 1961 Shell-BP vier, sowie Gulf Oil, Mobil Oil und die American Overseas Petroleum Ltd. je zwei Lose. Gulf Oil erweiterte am 1. 4. 1964 ihre Konzessionsfläche im nigerianischen Küstengewässer um einen weiteren Konzessionsblock.

Dagegen gelang es der Regierung bisher nicht, für das an Dahomey angrenzende Los einen Konzessionsnehmer zu finden, da dort die geologischen Voraussetzungen für ergiebige Rohöllagerstätten ungünstig beurteilt werden.

Zwischen der Konzessionsverteilung auf dem Kontinentalschelf und der Auswahl der Lizenzgebiete auf dem Festland besteht ein entscheidender Unterschied. Während die Shell-BP Petroleum Development Company auf dem Land ohne Konkurrenzeinwirkung optimale Konzessionsgebiete auswählen konnte, bewarben sich für den Schelf gleichzeitig mehrere Erdölgesellschaften. Der Vorteil der Shell-BP gegenüber den „newcomers“ bei der Auswahl der erdölhöffigen Gebiete lag jetzt ausschließlich in der besseren Kenntnis der Gesamtstruktur des nigerianischen Sedimentärtrogs, auf Grund der jahrelangen Aufschlußarbeiten auf dem Festland.

b) DIE BEURTEILUNG DER KONZESSIONSVERTEILUNG

1. Der Anteil der Erdölgesellschaften an der Konzessionsfläche

Aus dem vorangehenden Abschnitt ergibt sich die in Tab. 1 dargestellte Verteilung der Konzessionsgebiete auf die einzelnen Gesellschaften. Von der gesamten Konzessionsfläche von 156 200 km² besaßen am 1. 4. 1965 allein SAFRAP und Shell-BP mit 65 000 bzw. 48 900 km² knapp $\frac{3}{4}$ des Lizenzgebietes. Mit deutlichem Abstand folgte Gulf Oil, das 17 800 km² unter Lizenzvertrag hielt. Verglichen mit diesen drei Gesellschaften besaßen, in Bezug auf ihren flächenmäßigen Konzessionsanteil, Tennessee mit 8 400 sowie AGIP, Mobil Oil und American Overseas mit jeweils etwa 5 200 km² eine relativ geringe Bedeutung.

Neben der quantitativen Flächendistribution der Konzessionen auf die einzelnen Erdölgesellschaften ist die Beurteilung der Konzessionsverteilung nach qualitativen Merkmalen notwendig. Untersuchungsobjekt soll hierbei die Art der Konzessionen, die Lage der Lizenzgebiete und die Zusammensetzung der Konzessionsnehmer sein.

2. Die Art der Konzessionen

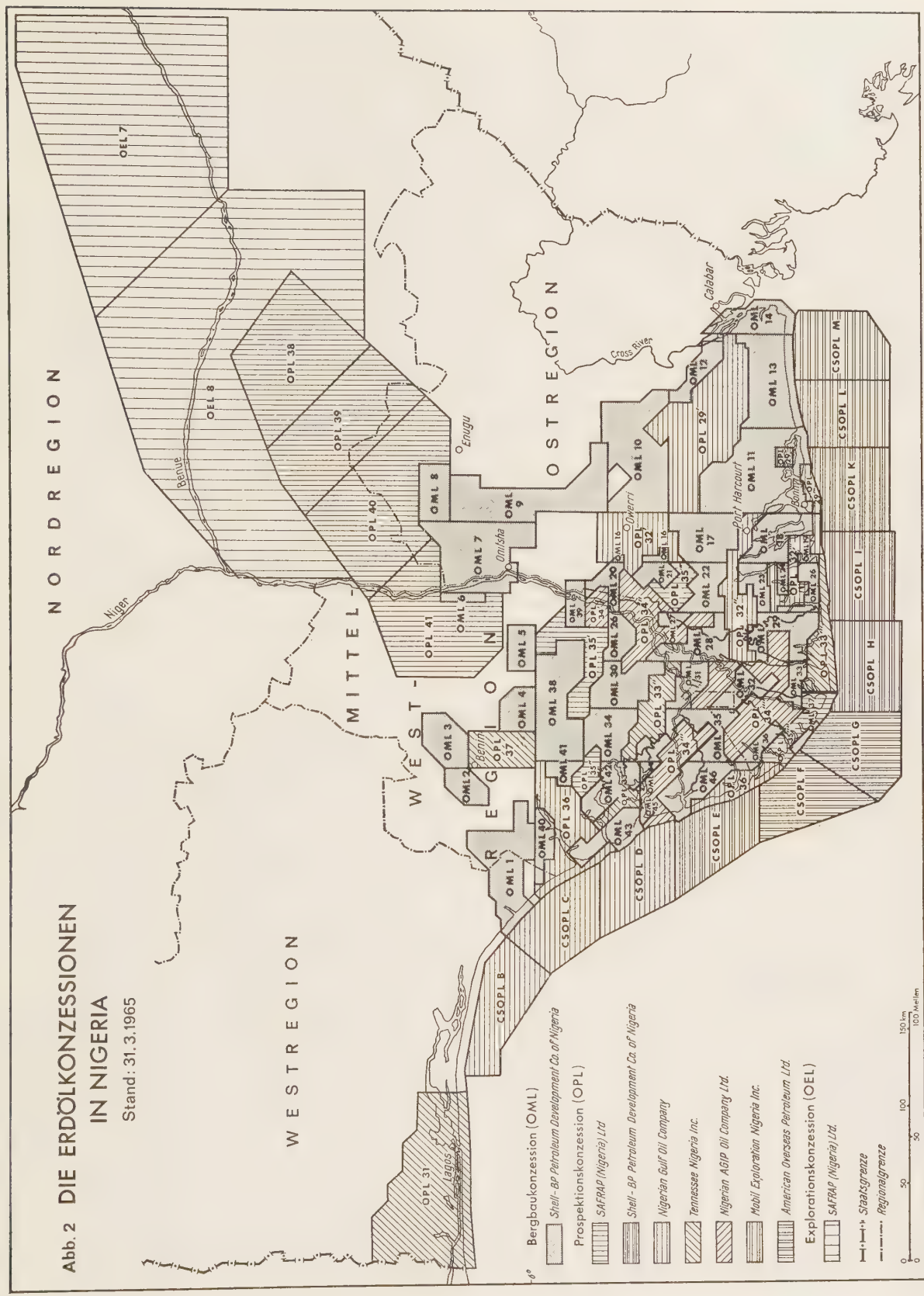
Die Art der Konzessionen gilt als ein Indikator für den Entwicklungsstand der Rohölerschließung einer Erdölgesellschaft. Besitzt eine Gesellschaft überwiegend Explorationslizenzen, so befindet sie sich in einem Stadium der kurzfristigen Analyse der Rohölhöffigkeit ihres Konzessionsgebietes. Mit der Umwandlung der Explorationslizenz in eine Prospektionskonzession tritt sie von der Entwicklungsphase der allgemeinen Orientierung in ein Stadium mittelfristiger, intensiver geologischer und geophysikalischer Erforschung des Lizenzgebietes, verbunden mit Tiefbohrungen und im Falle ausreichender Rohölfunde mit der Möglichkeit von Testförderungen ein. Erwirbt eine Erdölgesellschaft Bergbaurechte, so erreicht sie eine abschließende Phase der langfristigen Erschließung des Konzessionsgebietes mit dem Ziel der Errichtung einer Rohölgewinnungsindustrie. Eine Aufgliederung der Erdölkonzessionen nach diesen Kriterien, wie sie in Tabelle 1 erfolgt, zeigt die dominierende Stellung der Shell-BP in der Rohölerschließung Nigerias.

⁸ Die rechtliche Voraussetzung hierzu schuf die generelle Klärung der Ausbeutungsrechte auf Kontinentalschelfen durch die Vereinten Nationen auf der internationalen Konferenz über das Seerecht im Jahre 1958.

⁹ Der heutige Stand der Technik erlaubt Erdölbohrungen bis zu einer Meerestiefe von maximal 200 m.

Abb. 2 DIE ERDÖL KONZESSIONEN
IN NIGERIA

Stand: 31.3.1965



Entwurf: L. Schätzl 1964 Kartographie: G. Koch

Zusammengestellt nach: Annual Report of the Petroleum Division, for the Year ended 31 st March 1963, Lagos, 1964, Beilage.
Annual Report of the Petroleum Division of the Federal Ministry of Mines and Power 1964—65, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1966, S. 13.

Abgesehen von den Prospektionskonzessionen auf dem Kontinentalschelf besitzt diese Gesellschaft ausschließlich Bergbaurechte. Alle übrigen Konzessionsnehmer halten teils auf dem Festland, teils in den Küstengewässern Prospektionskonzessionen. Nach dem heutigen Stand der Aufschlußarbeiten zu urteilen, werden sie alle nach dem zeitlichen Ablauf der Prospektionslizenzen einen Teil davon in Bergbaurechte umwandeln. Daneben besitzt die SAFRAP als einzige Gesellschaft noch Explorationslizenzen für ein über 42000 km² großes Festlandsgebiet. Dies beweist, daß sich SAFRAP bei $\frac{2}{3}$ ihres Konzessionsgebietes erst am Anfang der Rohölsuche befindet.

3. Die Lage der Konzessionsgebiete

Nach den Ergebnissen der geologischen und geophysikalischen Erforschung Nigerias und der Auswertung von 350 Tiefbohrungen, befinden sich die günstigsten Voraussetzungen für größere Rohölansammlungen innerhalb eines Gebietes, das sich im Westen vom Owena-River, im Osten vom Unterlauf des Cross River und im Norden vom 6° nördlicher Breite begrenzen

läßt. Für alle Konzessionsgebiete, die innerhalb dieser Grenzen liegen, bestehen gute Möglichkeiten für Rohölfunde, in den Konzessionsgebieten außerhalb dieses Bereichs hingegen waren die Aufschlußarbeiten der Erdölgesellschaften bisher ohne Erfolg. Aus Abb. 2 ist zu ersehen, daß auf dem Kontinentalschelf die Konzessionsblöcke C-M, die Gulf-Oil, Shell-BP, American Overseas und Mobil Oil erwarben, auf dem Festland ein Großteil der Lose der Shell-BP, alle Konzessionen von Gulf Oil und AGIP, sowie die Lizenzen Nr. 33 von Tennessee und Nr. 35 von SAFRAP in für die Rohölerschließung erfolgversprechenden Gebieten liegen. Dagegen konnten in den Lizenzflächen von Tennessee im Westen Nigerias, sowie in den weiträumigen, nördlich 6° nördlicher Breite gelegenen Explorations- und Prospektionskonzessionen der SAFRAP bisher keine wirtschaftlich verwertbaren Rohöllager entdeckt werden. Aus der geographischen Verteilung der Konzessionen in Nigeria lassen sich somit Schlüsse auf die künftigen Entwicklungsmöglichkeiten der einzelnen Gesellschaften ziehen.

Tab. 1:

Die Größe und Art der Konzessionen der in Nigeria tätigen Erdölgesellschaften
Stand: 1. 4. 1965
(in Quadratmeilen)

Konzessionsart	Explorationskonzessionen			Prospektionskonzessionen			Bergbaukonzessionen			Gesamtkonzessionen		
	Festland	Kont.-Schelf	Insgesamt	Festland	Kont.-Schelf	Insgesamt	Festland	Kont.-Schelf	Insgesamt	Festland	Kont.-Schelf	Insgesamt
Konzessionsnehmer												
Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria	—	—	—	—	3 906	3 906	14 992	—	14 992	14 992	3 906	18 898
Mobil Exploration Nigeria Inc.	—	—	—	—	2 025	2 025	—	—	—	—	2 025	2 025
Tennessee Nigeria Inc.	—	—	—	3 255	—	3 255	—	—	—	3 255	—	3 255
Nigerian Gulf Oil Company	—	—	—	3 965	2 890	6 855	—	—	—	3 965	2 890	6 855
American Overseas Petroleum Ltd.	—	—	—	—	1 931	1 931	—	—	—	—	1 931	1 931
Nigerian AGIP Oil Company Ltd.	—	—	—	2 031	—	2 031	—	—	—	2 031	—	2 031
SAFRAP (Nigeria) Ltd.	16 207	—	16 207	9 112	—	9 112	—	—	—	25 319	—	25 319
Phillips Petroleum Company	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Insgesamt	16 207	—	16 207	18 363	10 752	29 115	14 992	—	14 992	49 562	10 752	60 314

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle A I—A IV (Anhang).

1 Quadratmeile = 2,59 km²

4. Die Zusammensetzung der Konzessionsnehmer

Bis zum Jahre 1955 unterhielt nur die Shell-BP Petroleum Development Company Erdölkonzessionen in Nigeria. Im letzten Jahrzehnt erweiterte sich jedoch die Zahl der Konzessionsnehmer auf acht Erdölkonzerne; die Ölsuche in Nigeria hat sich also internationalisiert. Auf Grund dieser Entwicklung ist die Rohölindustrie Nigerias heute nicht mehr ausschließlich von der privatwirtschaftlich orientierten Unternehmenspolitik einer einzigen Erdölgesellschaft abhängig. Die zunehmende Zahl der Konzessionsnehmer wirkte sich stabilisierend auf diesen gesamtwirtschaftlich höchst bedeutsamen Wirtschaftszweig aus und verbesserte außerdem die Verhandlungsposition der Regierung gegenüber den einzelnen Erdölgesellschaften.

Obwohl in Nigeria ausschließlich integrierte Erdölkonzerne nach Rohöl suchen¹⁰, vermindert die Beteiligung verschieden strukturierter Gesellschaften, wie der traditionellen Großkonzerne, Shell Petroleum Company, British Petroleum Company, Socony Mobil Oil Company, Gulf Oil Corporation und Phillips Petroleum Company, der halbstaatlichen französischen Erdölgesellschaft SAFREP oder des italienischen Staatskonzerns ENI, die Gefahr oligopolistischer Absprachen und oligopolistischen Verhaltens. Auf dem Gebiet der Konzessionserwerbungen stehen diese Gesellschaften vielmehr in einem starken Wettbewerb, wodurch es der nigerianischen Regierung möglich war, in den letzten Jahren die Neuvergabe der Konzessionen von hohen Prämienzahlungen abhängig zu machen.

II. DIE ERFORSCHUNG ERDÖLHÖFFIGER STRUKTUREN IN NIGERIA

a) ANALYSE DER GEOLOGISCHEN STRUKTUR NIGERIAS

Im Jahre 1937 begann die Shell-d'Arcy Petroleum Development Company die Rohölsuche in Nigeria¹¹. Den Rechten und Pflichten ihrer Explorationslizenz entsprechend versuchte die Gesellschaft, sich zunächst einen allgemeinen Überblick über die geologische Struktur des Landes zu verschaffen. Nachdem in den Kriegsjahren von 1941 bis 1946 die Arbeiten unterbrochen werden mußten, erfolgte nach dem Zweiten Weltkrieg eine Intensivierung der Untersuchungen; einer fotogeologischen Auswertung von Luftaufnahmen folgten eingehende geologische Geländeuntersuchungen¹². Da Formationsausbisse fehlten — wie dies für Dschungel und Sumpfgebiete charakteristisch ist — wurden ab 1948 geophysikalische Untersuchungen durchgeführt, wobei der geologischen Struktur Nigerias entsprechend, gravimetrische und seismische Verfahren vorherrschten. Diese

geologischen und geophysikalischen Aufschlußmethoden führten noch während der Laufzeit der Explorationskonzession, die von 1938 bis 1951 den gesamten nigerianischen Raum umschloß, zur Kenntnis über die Lage der erdölhöffigen und nicht erdölhöffigen Formationen des Landes.

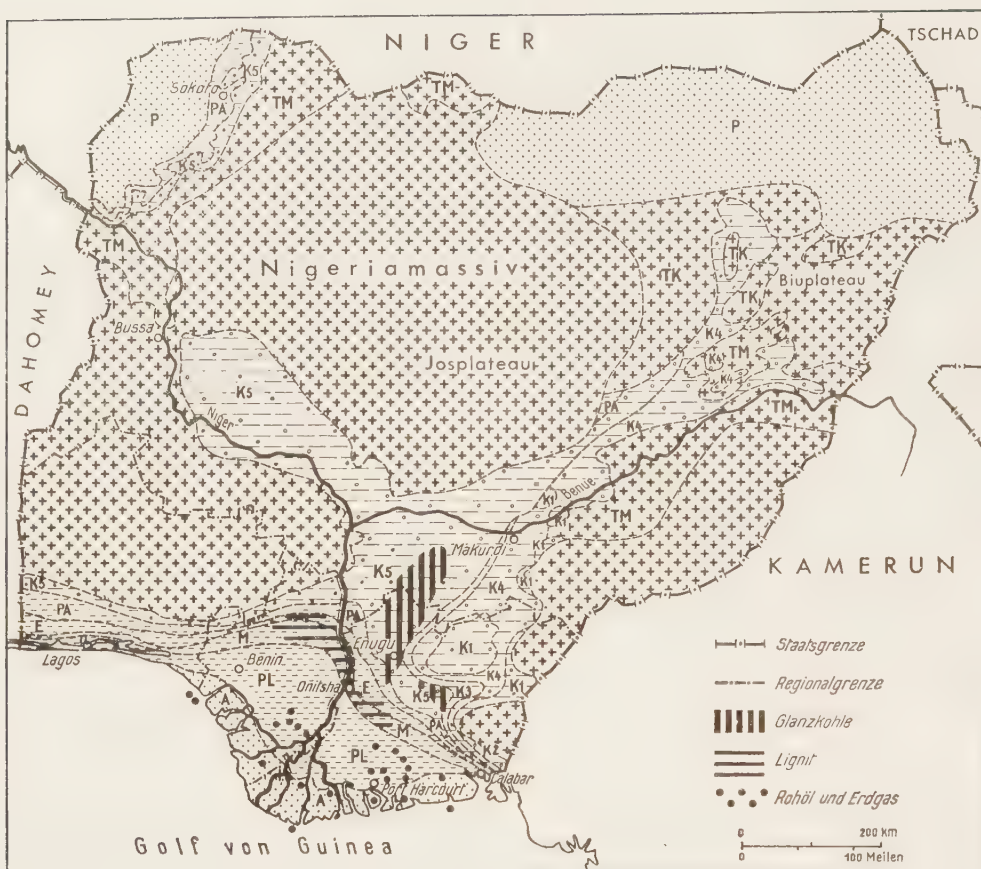
1. Nicht erdölhöffige geologische Formationen

Der geologische Bau Nigerias basiert, wie Abb. 3 zeigt, auf den zwei Hauptkomponenten, den Sedimentärgesteinen der Kreide-, Tertiär- und Quartärzeit und den Kristallingesteinen des Präkambriums. Magmatisches und metamorphes Gestein bedeckt etwa die Hälfte der Oberfläche Nigerias. Davon sind achtzig Prozent aus dem Präkambrium und die verbleibenden zwanzig

¹⁰ In Nigeria findet somit kein Wettbewerb zwischen den integrierten und nicht integrierten Gesellschaften, wie etwa in Libyen, statt.

¹¹ The Story of Oil in Nigeria, Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., Alpertons, Wembley, Middlesex, 1. October 1960, S. 5.

¹² Annual Report of the Geological Survey Department, for the Year 1951—52, The Government Printer, Kaduna 1952, S. 12.



Quartär		Kreide	
[A]	Alluvium	[K5]	Campan-Maastricht
[P]	Pleistozän	[K4]	Turon
Tertiär		[K3]	Santon
[PL]	Pliozän	[K2]	Cenoman
[M]	Miozän	[K1]	Alb
[E]	Eozän	[+TM+]	Terrestrisches Mesozoikum
[PA]	Paleozän	[++]	Präkambrium
[+TK+]	Terrestrisches Känozoikum		

Abb. 3: Geologische Karte Nigerias

Auf der Karte wurden die nicht erdöhlöffigen geologischen Strukturen durch eine ++ Signatur gekennzeichnet, um sie von den erdöhlöffigen Sedimentgesteinen der Kreide-, Tertiär- und Quartärzeit klar zu unterscheiden.

Reyment, R. A., Aspects of the Geology of Nigeria, a. a. O., S. 1.

Minerals and Industry in Nigeria, Federal government Printer, Lagos 1957.

Prozent jüngere Intrusivgesteine und vulkanische Lava¹³.

Der größte Anteil am Baumaterial des Grundgebirges Nigerias kommt Gesteinen archaischen Alters zu, es sind aber auch altalgonkische Komplexe vertreten¹⁴. Der archaisch-algonkische Sockel setzt sich vor allem aus Graniten, Gneisen, Quarziten und Schiefen zusammen. In vier Gebieten Nigerias tritt das alte Grundgebirge zutage. Nördlich der Flüsse Niger und Benue erfüllt das Nigeria-Massiv, ein trapezartiges Kristallgebiet, den Zentralraum Nigerias. Eine schmale Schwelle bei Bussa verbindet es mit dem Sockelgestein, das vom Dahomey-Massiv gegen den Niger vordringt. Das dritte und das vierte Gebiet, in denen das Grundgebirge zutage tritt, liegen im Osten des Landes als westliche Fortsetzung des Kamerun-Massivs; sie werden durch das Tal des Benue voneinander getrennt.

Dem Grundgebirge sind in Zentral- und Ostnigeria ausgedehnte Eruptivfelder aufgelagert, die geologisch zwei vulkanischen Komplexen, der fluvio-vulkanischen Serie und den rezenten Vulkaniten zugeordnet werden¹⁵. Zeugen des Vulkanismus finden sich in Nigeria im Südosten entlang der Grenze nach Kamerun, im Josplateau, im Biuplateau und vereinzelt im Tal des Benue nördlich von Makurdi¹⁶. Das kristalline Grundgebirge und die vulkanischen Gesteine Nigerias scheiden als erdölführende geologische Formationen aus.

2. Erdöhlöffige geologische Formationen

Zwischen den vier Massiven ältester Gesteine sind großräumige marine und terrestrische Sedimentablagerungen aufgespannt. Sie konzentrieren sich vornehmlich auf den südlichen Teil Nigerias und auf die Täler des Niger und Benue, die in einer durchschnittlichen Breite von 150 bis 300 km von Kreideablagerungen er-

füllt sind. Der nigerianische Sedimentärtrog hat eine kurze Ausdehnung in südöstlicher Richtung nach Kamerun und erstreckt sich seit dem Maastricht-Eozän in westlicher Richtung bis nach Dahomey und Togo. Ein Arm dieses Sedimentärtroges reicht bis nach Nordost-Nigeria, während die Ablagerungen jüngerer Gesteine in der Sokoto-Provinz zum Sedimentbecken der Republik Niger gehören¹⁷.

Der größte Teil der nigerianischen Sedimentärdecke ist marinen Ursprungs. Nach dem heutigen Stand der Erdölforschung werden marine Ablagerungen als eine Voraussetzung der Erdölbildung angesehen. Dagegen zählen die terrestrischen Gesteine, die das Nigeria-Massiv ummanteln, sowie im Oberlauf des Benue lagern, zu Ablagerungen, die unter für die Erdölbildung ungünstigen Bedingungen sedimentiert wurden.

Die in Nigeria an die Oberfläche tretenden Sedimentgesteine gehören, wie die stratigraphische Tabelle zeigt, zur Kreide-, Tertiär- und Quartärzeit.

Die ältesten bisher in Nigeria nachgewiesenen Sedimente stammen aus der unteren Kreidezeit, dem Alb. Diese stark gefalteten Ablagerungen konzentrieren sich vornehmlich auf das mittlere Becken des Cross River und bestehen aus Sandstein, Schieferton und dünnen Schichten von Kalkstein. Während Gesteine aus dem Cenoman nur im Gebiet um Calabar zutage treten, sind Ablagerungen des Turon in Ost- und Nordnigeria weit verbreitet; sie erstrecken sich in einem breiten Band von Calabar über Makurdi bis zum Tal des Gongola¹⁸. Von Calabar bis Makurdi folgen Absatzgesteine des Santon der gleichen Verteilungslinie. Die räumliche Distribution der Gesteine des Campan-Maastricht erstreckt sich, wie Abb. 3 zeigt, über weite Teile der West-, Ost- und Nordregion. Grauer Schiefer und Sandstein, die sich durch häufige Wechsellagerung auszeichnen und denen mehrere Kohlenflöze von wirtschaftlicher Bedeu-

¹³ Oyavoye, M. O., Review of Nigerian Pre-Cretaceous, S. 16 ff., in: Reyment, R. A., Aspects of the Geology of Nigeria, Ibadan University Press, Ibadan 1965.

¹⁴ Behrend, Fritz, Der geologische Bau von Nigeria, S. 275, in: Beetz, Werner; Behrend, Fritz u. a., Der Geologische Bau, die nutzbaren Lagerstätten und die Bergwirtschaft Afrikas, Teil 2, Westafrika, Berlin 1942.

¹⁵ Krenkel, Erich, Geologie und Bodenschätze Afrikas, 2. Aufl. Leipzig 1957, S. 377.

¹⁶ Buchanan, K. M. and Pugh, J. G., Land and People in Nigeria, University of London Press, London 1958, 2. Aufl., S. 9 ff.

¹⁷ Reyment, R. A., The Future of Geology in Nigeria, Ibadan University Press, Ibadan 1964, S. 4. Inaugural lecture at the University of Ibadan, on 6 December 1963.

¹⁸ Reyment, R. A., Aspects of the Geology of Nigeria, Ibadan University Press, Ibadan 1965, S. 23.

tung zwischengelagert sind, herrschen als Absatzgesteine vor. Die Auswertung der geologischen und geophysikalischen Aufschlußarbeiten der Shell-d'Arcy Petroleum Development Company of Nigeria ergab, daß die Voraussetzungen für die Bildung von Erdöllagerstätten in den Sedimenten der Kreide günstig zu beurteilen sind, zumal in Gabun, das eine ähnliche geologische Struktur wie Nigeria aufweist, aus dem Cenoman und dem oberen Senon Erdöl gefördert wird und in Senegal die Erdölfelder im Maastricht liegen.

Neben der Kreide überziehen mehrere Tertiärformationen weite Gebiete im Süden Nigerias. So erstrecken sich Ablagerungen des Paleozäns in einem breiten Gürtel von Dahomey ausgehend über West- und Ostnigeria bis nach Kamerun. Sie erreichen eine Mächtigkeit von über 900 m und bestehen aus blaugrauem lehmigem Schieferton mit dünnen Sandstein- und Kalksteinschichten. Diese Gesteine werden von Eozänschichten überlagert, die teils marinen, teils terrestrischen Ursprungs sind und sich aus grünlichem Sandstein, Mergel, muschelreichem Kalkstein und Tonen zusammensetzen. Der gleichen Verteilungslinie parallel zur Küste

folgt auch das Miozän. Als Absatzgesteine des Miozäns herrschen Sandstein, lehmige Sande und undurchlässige Tone vor, denen mehrere Braunkohlenflöze eingelagert sind. Die Miozänablagerungen, deren Sandstein als Erdölmutter- bzw. Erdöl-speichergestein und deren undurchlässige Lehmschicht als Deckgebirge erdölführender Strukturen in Betracht kommen, besitzen neben den Kreideablagerungen günstige geologische Bedingungen für die Entstehung von Erdöllagerstätten.

Dem Miozän aufgelagert sind im Süden Nigerias Gesteine des Pliozän-Pleistozäns, die als „Coastal Plaine Sands“ bekannt sind¹⁹. Sie sind teils marinen, teils fluvialen Ursprungs — abgelagert von den Flüssen Niger und Benue — und überdecken alle Unebenheiten der zum Teil stark gefalteten älteren Unterlage. Alle diese Tertiärformationen fallen nach Süden ein. Sedimentierte Sande, Tone und Schotter legen sich ihnen im Nigerdelta vor. Weitere Quartärformationen treten in Nigeria noch in der Sokotoprovinz und im Tschadbecken zutage. Diese jungen Ablagerungen der Quartärzeit kommen als Erdöllagerstätten kaum in Betracht.

b) DER NACHWEIS VON ROHÖLLAGERSTÄTTEN DURCH ERDÖLBOHRUNGEN

Den endgültigen Beweis, ob in den erdöhlöffigen geologischen Formationen tatsächlich Rohöl vorhanden ist, können nicht geologische und geophysikalische Aufschlußmethoden, sondern nur Erdölbohrungen erbringen.

1. Die räumliche und zeitliche Verteilung der Erdölbohrungen in Nigeria

Im Zeitraum von 1951 — dem Beginn der Bohraktivität — bis 1964 wurden in Nigeria 350 Erdölbohrungen niedergebracht, die sich auf 161 Aufschluß- und 189 Schätz- bzw. Förderbohrungen verteilten. Die Aufschlußbohrungen und damit zwangsläufig auch die Schätz- bzw. Förderbohrungen konzentrieren sich, wie Abb. 4 zeigt, auf ein Gebiet südlich der Verbindungslinie der Städte Benin-City, Owerri, Calabar. Sie fanden somit zum größten Teil im tropi-

schen Regenwald und in den Mangrovensümpfen statt.

In den Jahren 1951 bis 1956 war die Zahl der Bohrungen mit insgesamt 18 Aufschluß- und Schätzbohrungen gering. Ihre Aufgabe war es, über die verschiedenen Tiefenstrukturen erste exakte Informationen zu vermitteln, was die weiträumige Verteilung der Bohrungen beweist. Dabei waren alle Bohrungen im nördlichen und östlichen Teil der Ostregion, die allein Sedimente der oberen Kreide erschlossen, trocken bzw. zeigten nur Erdgaslager, während die Bohrungen im südlichen Teil der Ostregion, die in Ablagerungen des Miozäns vorstießen, in Oloibiri und Afam in einer Tiefe von 2750 bis 3350 m auf vielversprechende Rohöllager stießen. Da sich die wirtschaftlich abbauwürdigen Erdölfelder nicht in der Kreide, wie anfänglich von der Shell-d'Arcy vermutet wurde, sondern im Tertiär, vornehmlich im Miozän befanden,

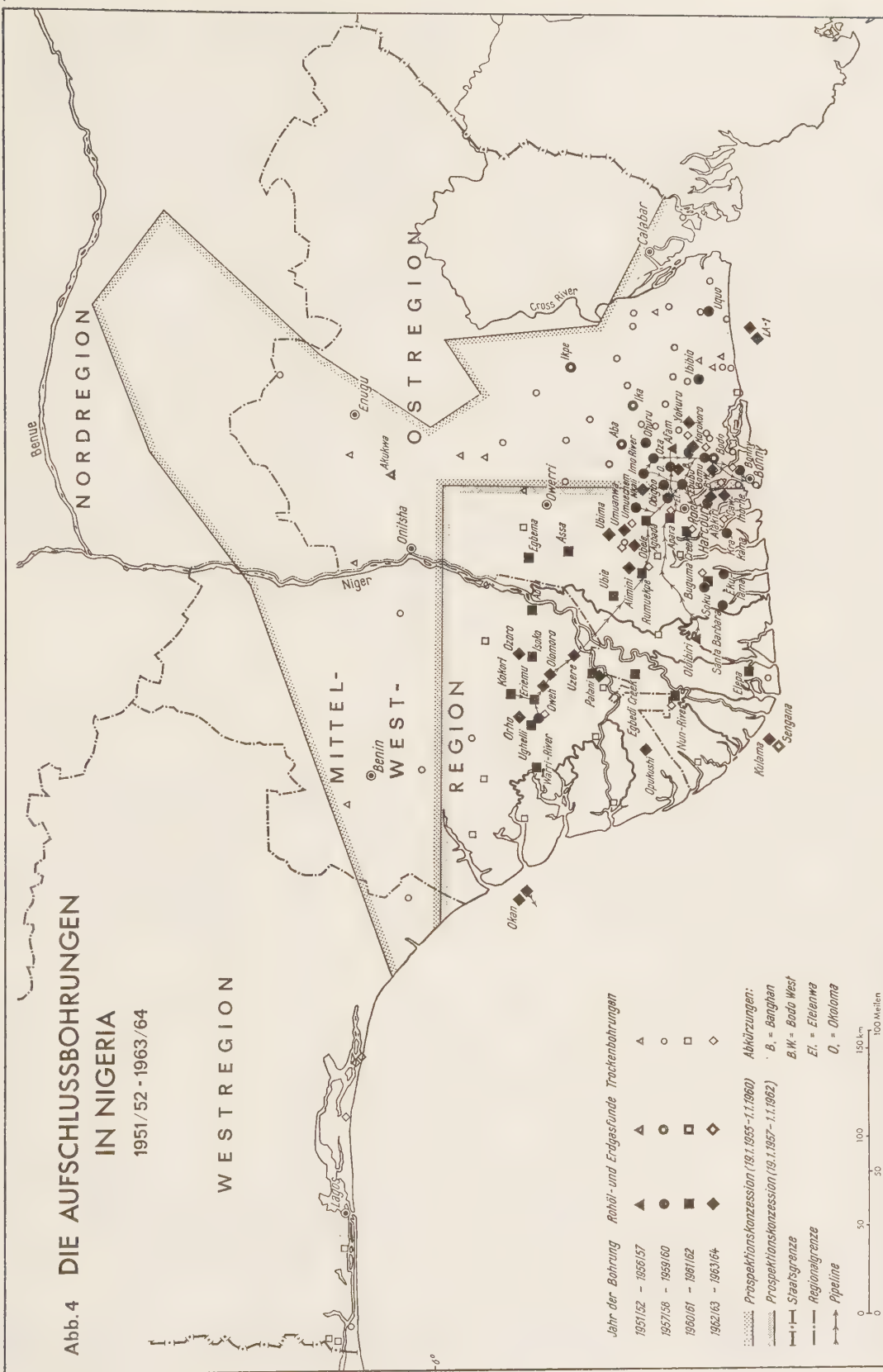
¹⁹ Reymont, R. A., Aspects of the Geology of Nigeria, a. a. O., S. 104.

Abb. 4 DIE AUFSCHLUSSBOHRUNGEN
IN NIGERIA
1951/52 - 1963/64

WEST REGION

MITTEL-
WEST-
REGION

OST REGION



- Jahr der Bohrung** **Rohöl- und Erdgasfunde** **Trachtenbohrungen**
- | | | | |
|-------------------|---|---|---|
| 1951/52 - 1955/57 | ▲ | △ | △ |
| 1957/58 - 1959/60 | ● | ○ | ○ |
| 1960/61 - 1961/62 | ■ | □ | □ |
| 1962/63 - 1963/64 | ◆ | ◇ | ◇ |
- Abkürzungen:**
- Prospektionskonzession (19.1.1955 - 1.1.1960)
 - Prospektionskonzession (19.1.1957 - 1.1.1962)
 - Staatsgrenze
 - Regionalgrenze
 - Pipeline
 - B. = Bodo West
 - El. = Elelenwa
 - O. = Okoloma



Entwurf: L. Schätzl 1966 - Kartographie: G. Koch

Zusammengestellt nach Tabelle A VII (Anhang).

konzentrierte sich die Bohraktivität in den folgenden Jahren auf Südnigeria, wobei die Standorte der Bohrungen von der Verteilung der Konzessionen geprägt wurden.

In den Jahren 1957 bis 1959 erhöhte Shell-BP, angespornt durch die Rohölfunde in Oloibiri und Afam, die Zahl der Bohrungen sprunghaft. Dabei zeigte sich eine deutliche Konzentration der Bohraktivität auf Südost-Nigeria. Die Shell-BP Petroleum Development Company war an der Erschließung dieses Konzessionsgebietes vorrangig interessiert, da sie laut Lizenzvertrag bis zum 1.1.1960 mindestens 50% der Prospektionskonzessionen an die Regierung zurückgeben mußte; dieser Sachverhalt erklärt auch den hohen Anteil der Aufschlußbohrungen in diesem Zeitabschnitt. Das Ergebnis der verstärkten Bohraktivität war die Entdeckung der ertragreichen Erdölfelder Bomu, Ebubu, Imo River und Korokoro.

1960 und 1961 war die Zahl der Erdölbohrungen rückläufig, weil sich der Schwerpunkt der Bohraktivität auf das Nigerdelta verlagerte,

dessen ungünstige physisch-geographischen Bedingungen anfangs die Arbeiten entscheidend erschwerten. Für dieses, in Abb. 4 eingezeichnete Konzessionsgebiet, mußte Shell-BP bis zum 1.1.1962 eine 50%ige Gebietsselektion durchführen. Das Vordringen der Erdölbohrungen in das Süßwassersumpfgebiet und in den noch wenig erschlossenen tropischen Regenwald bedingte eine zeitraubende Umstellung auf neue Bohranlagen und veränderte Bohrmethoden.

Seit Beginn 1962 erhöhte sich, wie Abb. 5 a zeigt, die Zahl der Erdölbohrungen kontinuierlich. Der große Anteil der Schätz- und Förderbohrungen beweist, daß in dieser Entwicklungsphase die Erschließung bereits gefundener Rohölfelder im Vordergrund stand. Obwohl die Standorte der Bohrungen, je nach den Konzessionsgebieten der einzelnen Erdölgesellschaften, auf fast alle Teile Südnigerias verstreut waren, kristallisieren sich doch Schwerpunkte der Bohrintensität um Port Harcourt und Ughelli, seit 1964 auch in den offshore Gebieten, heraus.

Tab. 2:

Die Erdölbohrungen in Nigeria

— Zahl, Art, Erfolgsrate —
in den Jahren 1951 bis 1964

Jahr	Aufschlußbohrung				Schätz- u. Förderbohrung				Gesamtbohrung			
	Rohöl-bohrung	Trocken-Erdgas-bohrung	Gesamt-bohrung	Erfolgs-rate %	Rohöl-bohrung	Trocken-Erdgas-bohrung	Gesamt-bohrung	Erfolgs-rate %	Rohöl-bohrung	Trocken-Erdgas-bohrung	Gesamt-bohrung	Erfolgs-rate %
1951—53	—	3	3	0	—	—	—	0	—	3	3	0
1954	—	3	3	0	—	—	—	0	—	3	3	0
1955	—	3	3	0	—	2	2	0	—	5	5	0
1956	2	2	4	50	—	3	3	0	2	5	7	28,7
1957	—	1	1	0	5	6	11	45,5	5	7	12	41,7
1958	7	9	16	43,6	9	5	14	64,3	16	14	30	53,3
1959	10	23	33	30,3	16	0	16	100,0	26	23	49	53,1
1960	11	14	25	44,0	4	3	7	57,2	15	17	32	46,9
1961	6	9	15	40,0	12	1	13	92,3	18	10	28	64,3
1962	1	4	5	20,0	30	3	33	90,9	31	7	38	81,6
1963	9	6	15	60,0	29	5	34	85,3	38	11	49	77,6
1964	24	14	38	63,2	49	7	56	87,5	73	21	94	77,7
Insgesamt	70	91	161	43,5	154	35	189	81,5	224	126	350	64,0

Zusammengestellt und berechnet nach:

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1965, S. 14.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 10.

Die Erdölbohrungen in Nigeria in den Jahren 1951 bis 1964



Abb. 5 a: Anzahl der Bohrungen



Abb. 5 b: Gesamtlänge der Bohrungen in 1000 Fuß

Zusammengestellt nach Tab. 2 und Tabelle A VIII (Anhang).
 1 Fuß = 0,3048 m.

Die Entwicklung der Anzahl der Erdölbohrungen steht, wie aus Abb. 5 a und b zu ersehen ist, in positiver Korrelation zur Länge der niedergebrachten Bohrungen. Aus der Zahl und der Länge aller bisher in Nigeria durchgeführten Bohrungen errechnet sich eine durchschnittliche Tiefe je Bohrung von 3 300 m, wobei der Variationsbereich einzelner Bohrungen zwischen 2 300 und 4 400 m liegt.

2. Die Erfolgsrate der Erdölbohrungen

Aussagekräftiger als die quantitative Erfassung der Gesamtzahl der Erdölbohrungen sind Angaben über ihre Erfolgsrate, die durch das Verhältnis der rohölfündigen zu den trockenen Bohrungen bestimmt wird. Dabei rechnen nicht assoziierte Erdgasfunde in den Statistiken des Federal Ministry of Mines and Power zu den nicht erfolgreichen Bohrungen, was problematisch erscheint, da sich in der Zukunft beispiels-

weise die nicht assoziierten Erdgasfunde von Akukwa, südwestlich der Stadt Enugu, für die Elektrizitätserzeugung des Landes anbieten und die küstennahen Erdgaslager auf der Insel Bonny für den Export in Flüssiggastankern von Bedeutung sein könnten.

Wie Tabelle 2 zeigt, waren bis zum Jahre 1964 64% aller in Nigeria niedergebrachten Erdölbohrungen fündig. Die Erfolgsrate der Aufschlußbohrungen war mit 43,5% natürlich niedriger als die der Schätz- und Förderbohrungen mit 81,5%. Die Erfolgsrate der Erdölbohrungen lag in Nigeria höher als in Libyen, dem größten afrikanischen Rohölproduzenten. Dort wurden von Beginn der Bohrtätigkeit im Jahre 1956 bis zum Jahresende 1964 insgesamt 1.399 Aufschluß- und Förderbohrungen abgeteuft, von denen 651, das sind ca. 46%, fündig waren²⁰.

Eine Gliederung der niedergebrachten Bohrungen nach Erdölgesellschaften, wie sie in Tab. 3 erfolgt, zeigt die dominierende Stellung von

Tab. 3:

Die Bohraktivität der einzelnen Erdölgesellschaften
im Zeitraum 1951 bis 31. 3. 1965

Erdölgesellschaft	Aufschlußbohrung			Schätz- u. Förderbohrung			Gesamtbohrung		
	insges.	davon erfolgreich	Erfolgsrate (%)	insges.	davon erfolgreich	Erfolgsrate (%)	insges.	davon erfolgreich	Erfolgsrate (%)
Shell-BP	138	60	43,4	173	142	82,1	311	202	65,0
Mobil									
Exploration	11	5	45,5	3	2	66,7	14	7	50,0
Tennessee	6	1	16,7	1	0	0	7	1	14,3
Gulf Oil	9	8	88,9	21	20	95,2	30	28	93,3
American									
Overseas	3	2	66,7	1	0	0	4	2	50,0
SAFRAP	2	1	50,0	2	2	100,0	4	3	75,0
AGIP	2	1	50,0	0	0	0	2	1	50,0
Phillips	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Insgesamt	171	78	45,6	201	166	82,6	372	244	65,8
Anteil der Shell-BP in %	80,7	76,9	—	86,1	85,5	—	83,8	82,8	—

Zusammengestellt und berechnet nach:

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 5 ff.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 1 ff.

Tabelle A VII (Anhang).

²⁰ o. V., Petroleum Development in Libya, 1954 through 1964, Published by the Ministry of Petroleum Affairs, Tripoli, February 1965, S. 14 und Tafel 4.

Tab. 4:

Die Effizienz der Bohranlagen in den Jahren 1951 bis 1964

Jahr	Gesamtlänge der Bohrungen		Durchschnitt- liche Zahl der Bohranlagen	Durchschnittliche jährl. Bohrtiefe je Anlage	
	in Fuß	in m		in Fuß	in m
1951—53	29 000	8 840	1	9 666	2 946
1954	42 200	12 860	3	14 066	4 287
1955	74 600	22 740	3	24 866	7 579
1956	58 594	17 860	3	19 531	5 953
1957	129 900	39 590	5	25 980	7 919
1958	310 746	94 715	6	51 791	15 786
1959	527 041	160 642	7	75 291	22 949
1960	361 600	110 220	5	72 320	22 043
1961	284 300	86 650	4	71 075	21 664
1962	391 700	119 390	5	78 340	23 878
1963	549 400	167 460	7	78 485	23 922
1964	1 075 977	327 958	12	89 665	27 330

Zusammengestellt und berechnet nach:

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 14.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 10.

Shell-BP, die knapp 84% aller Tiefbohrungen durchführte. Die Erfolgsrate dieser Gesellschaft betrug 65%. In Zukunft ist mit einer stärkeren Beteiligung der „newcomers“ zu rechnen, die erst am Anfang der Bohraktivität in Nigeria stehen. So brachten Mobil Exploration im Jahre 1959, Tennessee 1962, American Overseas und Gulf Oil 1963 sowie SAFRAP und AGIP 1964 ihre ersten Aufschlußbohrungen nieder. Dabei fällt besonders ins Auge, daß bei Gulf Oil von 30 Bohrungen 28 erfolgreich waren, während bei Tennessee von 7 Bohrungen nur eine auf Rohöl stieß.

Schließlich sei noch auf die erhöhte Effizienz der Bohrgeräte hingewiesen. Wie Tabelle 4 zeigt, steigerte sich die durchschnittliche jähr-

liche Bohrkapazität einer Anlage von 4 300 m im Jahre 1954 auf knapp 27 500 m im Jahre 1964. Die Gründe sind in einer Verbesserung der Bohrtechnik und einer besseren Anpassung an die Gegebenheiten des Landes zu suchen. Trotzdem sind die Kosten der einzelnen Bohrungen wegen der Geländeschwierigkeiten und der großen Teufen mit 75 000 N£ bis 275 000 N£ — je nach dem Standort und der Tiefe der Bohrung — relativ hoch²¹. Aber auch in Libyen, wo ebenfalls unter ungünstigen physisch-geographischen Voraussetzungen nach Rohöl gesucht wird, belaufen sich die durchschnittlichen Kosten je Bohrung auf 250.000 engl. £²².

c) DIE ROHÖL- UND ERDGASRESERVEN NIGERIAS

Mit Hilfe der Ergebnisse der geologischen und geophysikalischen Untersuchungen sowie der Erdölbohrungen läßt sich der Umfang der nigerianischen Rohöl- und Erdgasreserven bestimmen.

1. Der Umfang der Rohöl- und Erdgasreserven Nigerias

Die sicheren Rohölreserven Nigerias erhöhten sich, wie nachfolgende Tabelle zeigt, von 3 Mill. t im Jahre 1958 auf 408 Mill. t 1965.

²¹ Stahmer, Alfred, Ölreiches Nigeria, in: Oel, Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft, Juli 7/1965, S. 242.

²² Arab Oil, Tripolis, November bis Dezember 1964, S. 9 f.

Tab. 5:

Die Rohölreserven Nigerias in den Jahren 1958 bis 1965 in Mill. t

Jahr	Rohölreserven in Mill. t	Rohölförderung in Mill. t	Lebensdauer in Jahren
1958	3	0,253	12
1959	11	0,556	20
1960	21	0,863	24
1961	41	2,259	18
1962	55	3,314	17
1963	69	3,723	19
1964	137	5,858	23
1965	408	13,4	30

Zusammengestellt und berechnet nach:

Esso-Magazin, Heft 1, 1962, 14. Jg., Hamburg 1962, Beilage.

Esso-Magazin, Heft 1, 1966, 18. Jg., Hamburg 1966, Beilage Tab. 7.

Die Lebensdauer der Reserven, abhängig vom Reservenvolumen und der Fördermenge, oszillierte in den Jahren 1958 bis 1964 um 20 Jahre, stieg jedoch 1965 sprunghaft auf 30 Jahre an²³. Unter Zugrundelegung dieser, von den Erdölgesellschaften publizierten Zahlen, betrug im Jahre 1965 der Anteil der nigerianischen Erdölreserven an den Weltreserven 0,85%. Von

den afrikanischen Reserven entfallen 13,3% auf Nigeria.

Neben den sicheren Reserven beträgt der Umfang der geschätzten Vorräte mindestens weitere 400 Mill. t. Dieser Schätzung dienen Informationen der „Explorationsmanager“ nigerianischer Erdölgesellschaften, die Ergebnisse der Bohrtätigkeit und die Förderentwicklung in der Vergangenheit als Berechnungsgrundlage. Die Ergebnisse der Bohrungen beweisen die weite räumliche Distribution der Erdölfelder in Südnigeria. Darüberhinaus läßt der hohe Anteil der erfolgreichen Bohrungen auf eine Vielzahl von Feldern schließen. Verstreut auf ein Gebiet südlich der Linie Benin City-Owerri-Calabar gelang es bis 1964 70 Erdölfelder nachzuweisen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß große Teile des Nigerdeltas und der offshore Konzessionsgebiete noch nicht intensiv erforscht wurden²⁴. Hinzu kommt, daß die nigerianische Rohölwirtschaft in der Vergangenheit und Gegenwart in entscheidendem Maß auf den fünf Förderfeldern Bomu, Imo River, Umuechem, Korokoro und Okan basierte. Der große Anteil dieser Felder am gesamten Fördervolumen, sowie die Möglichkeit der kurzfristigen Produktionserweiterung — die in allen obigen Erd-

Tab. 6:

Die Rohölreserven Afrikas in den Jahren 1958 bis 1965 in Mill. t

Länder	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Ägypten	58	72	79	103	104	216	217	292
Algerien	453	647	662	700	846	911	967	959
Libyen	7	200	266	399	598	931	1 181	1 317
Nigeria	3	11	21	41	55	69	137	408
Sonstige Länder	21	28	28	28	32	54	55	88
Afrika	542	958	1 056	1 271	1 635	2 181	2 557	3 064
Welt	37 500	40 100	41 200	42 200	42 754	45 151	46 531	48 141
Anteil Nigerias an den Reserven Afrikas in %	0,55	1,15	1,99	3,23	3,36	3,16	5,36	13,32
Anteil Nigerias an den Reserven der Welt in %	0,01	0,03	0,05	0,10	0,13	0,15	0,29	0,85

Zusammengestellt und berechnet nach:

Esso Magazin, Heft 1, 1962, 14. Jg., Hamburg 1962, Beilage

Esso Magazin, Heft 1, 1966, 18. Jg., Hamburg 1966, Beilage.

²³ Die Lebensdauer der Rohölreserven in den nordafrikanischen Staaten Libyen und Algerien betrug 1965 22 bzw. 34 Jahre.

²⁴ Alle bisher in Nigeria entdeckten Rohölfelder liegen in einer Tiefe von 1800 bis 4100 m. Mögliche Vorkommen in tiefergelegenen, älteren geologischen Formationen bleiben, da ihr eindeutiger Nachweis noch nicht erbracht ist, für diese Schätzung außer Ansatz.

ölfeldern tatsächlich durchgeführt wurde — ohne nennenswerte Veränderung der Rohöl/Erdgas- bzw. der Rohöl/Wasser-Relation, beweisen die Reichhaltigkeit dieser Vorkommen. Neben dem Rohöl befinden sich in den porösen Speichergesteinen Nigerias noch reichhaltige Erdgaslagerstätten. Ihrer Herkunft nach lassen sich diese Reserven in Erdgas aus reinen Erdgaslagerstätten und in Erdgas, das in Verbindung mit Rohöl gewonnen wird — dann auch Erdölgas oder Ölfeldgas bezeichnet — unterteilen. Die gegenwärtig größten Förderstätten des Erdölgases sind die Rohölgewinnungsfelder Bomu, Umuechen, Imo River und Korokoro, während sich die reinen Erdgaslagerstätten auf die Insel Bonny und auf das Gebiet um Ughelli konzentrieren. Obwohl es anhand der veröffentlichten Daten noch nicht möglich ist, eine zuverlässige Schätzung über den Umfang der Erdgasreserven durchzuführen, kommt die Canadian Industrial Gas Limited in einer unveröffentlichten Studie zu nachfolgendem allgemeinen und höchst positiven Ergebnis:

„A. Sufficient gas from the oil field operations is available to satisfy the needs of the predictable markets in the Port Harcourt Area. B. There is sufficient evidence of the occurrence of unassociated gas to demonstrate its sufficiency beyond the needs of the total Nigerian market“²⁵.

Das Ministerium für Bergbau und Energie in Lagos wagte im Jahre 1963 in einem Bericht an die Vereinten Nationen eine genauere Schätzung der Erdgasvorkommen. Danach beliefen sich die nachgewiesenen Reserven auf $85 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ und die vermuteten Reserven auf $200 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Von diesen $285 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ Erdgas entfallen etwa 80 % auf nicht mit Erdöllagern verbundene Gase²⁶.

2. Zur Problematik der Berechnung der Rohölreserven durch die Erdölgesellschaften

In Nigeria berechnen die einzelnen Erdölgesellschaften unabhängig voneinander den Umfang

der Rohölreserven in ihren Konzessionsgebieten und teilen die Ergebnisse der nigerianischen Bundesregierung mit. Es ist jedoch zu vermuten, daß die Erdölgesellschaften, entsprechend ihrer jeweiligen unternehmenspolitischen Maxime, die Angaben über die Höhe der Reserven manipulieren.

Bis 1960 hatte die Shell-BP Petroleum Development Company in der Rohölerschließung Nigerias eine Monopolstellung. Niedrige Angaben über den Umfang der Lagerstätten konnten das Ziel haben, latente Konkurrenten fernzuhalten. Tatsächlich bestimmte Shell-BP 20 Jahre lang die Schnelligkeit des Aufbaues der nigerianischen Erdölwirtschaft unbeeinflusst vom Wettbewerb. Seit dem Jahre 1960 hat sich die Zahl der Erdölgesellschaften kontinuierlich vergrößert, so daß heute acht Erdölkonzerne im Wettbewerb miteinander stehen. Trotz Veränderung der Marktform vom Monopol zum Oligopol ist die Gefahr der Manipulation der Angaben über die Höhe der Reserven nicht gebannt. Mit Sicherheit bewerten die einzelnen Gesellschaften den Umfang der Reserven in ihren Konzessionsgebieten bewußt niedrig, da hohe Erdölreserven den Druck der nigerianischen Bundesregierung, den Ausbau der Erdölindustrie zu beschleunigen und das Fördervolumen entscheidend zu vergrößern, verstärken würde. Dadurch würde jedoch der Entscheidungsspielraum der internationalen Erdölkonzerne, die Rohölindustrie in den einzelnen Förderländern gemäß den langfristigen Zielen ihrer Unternehmenspolitik zu gestalten, eingeengt. Notwendigerweise müssen die Zielfunktionen der nigerianischen Regierung und der privatwirtschaftlich orientierten Unternehmen hier divergieren. Aus diesen Gründen erscheint eine stärkere Kontrolle der Bohrtätigkeit durch erfahrene Erdölgeologen der Bundesregierung notwendig. Die gesetzliche Grundlage für eine permanente Kontrolle schaffen die Bestimmungen der Oil Mining Lease²⁷. Die Verschleierung der Reservenstatistik durch die Erdölgesellschaften stellt eine Beeinträchtigung berechtigter Interessen der nigerianischen

²⁵ Utilization of Natural Gas in the Nigerian Economy, Canadian Industrial Gas Ltd, as consultants to the External Aid Office, Government of Canada, Calgary, Alberta, May 1964, S. 8.

²⁶ Arthur D. Little, Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development, Cambridge 1963, S. 57.

In dieser Studie wird aber auch auf die Problematik der Schätzung der Höhe der Erdgasreserven hingewiesen. In der Vergangenheit wurde die Messung der Gasreserven und die Erschließung neuer Vorkommen vernachlässigt, da die Erdölgesellschaften auf Grund der gegenwärtigen Absatzlage ausschließlich an Rohölfunden interessiert waren.

²⁷ Oil Mining Lease, Land and Territorial Waters Areas, § 37, S. 10; Continental Shelf Areas, § 36, S. 11.

Regierung dar, da die mittel- und langfristige Wirtschaftsplanung die tatsächlich erforschten Reserven benötigt. Dem gesamtwirtschaftlichen Interesse des Staates ist bei objektiver Betrachtung

das Primat gegenüber den einzelwirtschaftlichen Interessen der Erdölkonzerne zuzuerkennen.

III. DIE ROHÖL- UND ERDGASFÖRDERUNG NIGERIAS

a) ANALYSE DER GESAMTFÖRDERUNG

1. Die Entwicklung der Rohöl- und Erdgasförderung

1.1. Die Entwicklung von 1957/58 bis 1964/65²⁸

Die kommerzielle Rohölförderung in Nigeria wurde im Dezember 1957 aufgenommen. Wie Tabelle 7 zeigt, stieg das Fördervolumen bis zum Jahre 1960/61 auf 6,6 Mill. Barrels, was einer Rohölmenge von knapp 0,9 Mill. jato entspricht²⁹. Dieser relativ geringe Produktionsanstieg liegt, wie in anderem Zusammenhang noch erwähnt wird, vornehmlich in der begrenzten Transportkapazität begründet. Erst die Fertigstellung des Rohölexporthafens Bonny im April 1961, sowie die Erweiterung des Pipelinesetzes bewirkten ein sprunghaftes Ansteigen der Rohölgewinnung im Jahre 1961/62 auf über 2,8 Mill. t. Seitdem hat sich die Rohölförderung durch die Intensivierung der Förderbohrungen und durch die Erweiterung der Transportkapazität kontinuierlich vergrößert und 1964/65 eine Jahresproduktion von 7,4 Mill. t erreicht.

Die Erdgasförderung steht in positiver Korrelation zur Rohölgewinnung, da das gesamte bisher in Nigeria geförderte Erdgas als Kuppelprodukt bei der Rohölförderung anfällt. Bis zum Jahre 1964/65 wurden bei einer Gesamtförderung von knapp 20 Mill. t Erdöl $3,3 \cdot 10^9$ m³ Erdgas gewonnen. Dagegen wurden die reichen, nicht mit Rohöl assoziierten Erdgasvorkommen noch nicht erschlossen.

Aus der Tabelle 7 ist zu ersehen, daß der Gasanteil bei der Rohölgewinnung in Nigeria rela-

tiv hoch ist. Das Erdgas/Rohöl-Verhältnis, eine Relation von Gasmenge gemessen in Kubikfuß und gefördertem Rohöl gemessen in Barrels, oszillierte in den letzten Jahren um 800 Kubikfuß pro Barrel. Ein unerwünschtes „Nebenprodukt“ der Rohölförderung stellt das Salzwasser dar. In Nigeria gelang es jedoch, auf Grund verbesserter Fördermethoden und der Erschließung neuer ertragreicher Felder, den durchschnittlichen Wassergehalt des Rohöls von ca. 19 % im Jahre 1959/60 auf 0,1 % im Jahre 1964/65 entscheidend zu vermindern.

1.2. Die geschätzte Entwicklung bis 1970

Für die Vorausschätzung der Rohöl- und Erdgasförderung in Nigeria bis zum Jahre 1970 dienen die Angaben der Erdölgesellschaften und die Ergebnisse eigener Untersuchungen als Berechnungsgrundlage. Die Methoden der Global- und Sektoranalyse, die in Abschnitt D für Energiebedarfsprognosen angewendet werden, sind für diese Schätzung nicht durchführbar, da eine Projektion der bisherigen Fördermengen in die Zukunft in einem erst im Aufbau befindlichen Wirtschaftszweig wenig sinnvoll ist. Eine Prognose über das Jahr 1970 hinaus muß wegen des Mangels an wissenschaftlich verwertbaren Daten und wegen der Vielzahl unwägbarer Einflußfaktoren in dieser Arbeit unterbleiben.

Unter der Prämisse, daß in der Unternehmenspolitik der in Nigeria tätigen Erdölgesellschaften, in der Wirtschaftspolitik der wichtigsten Rohölverbrauchsländer und in der Politik der nigerianischen Regierung keine nicht vorher-

²⁸ Detaillierte Angaben über die Jahresförderung werden in den Statistiken des „Ministry of Mines and Power“ nicht nach Kalenderjahren, sondern entsprechend dem Finanzjahr der Regierung für den Zeitraum vom 1. April bis 31. März veröffentlicht. Dadurch werden internationale Vergleiche erschwert.

²⁹ In der angelsächsischen Literatur sind Rohölförderzahlen in aller Regel in Barrels (bbl.) angegeben. Eine Umrechnung in Tonnen ist problematisch, da Barrels ein Volumenmaß, Tonnen jedoch ein Gewichtsmaß sind. Unter Berücksichtigung des spezifischen Gewichts und der Temperatur des nigerianischen Rohöls, entspricht eine metrische Tonne etwa 7,4 Barrels.

Tab. 7:

*Die Rohöl- und Erdgasförderung in Nigeria in den Jahren 1957/58 bis 1964/65
in 1000 Barrels, 1000 Tonnen, 10⁶ Kubikfuß und 10⁶ Kubikmeter*

Jahr	Rohölförderung		Erdgasförderung		Wasseran- teil in 1000 Barrels	Erdgas: Rohöl- Relation in cf/bbl	Wasser: Rohöl- Relation in %
	in 1000 Barrels	in 1000 Tonnen	in 10 ⁶ Kubik- fuß	10 ⁶ Kubik- meter			
1957/58	231,9	31,3	246,7	7,0	2,1	1 065	0,88
1958/59	2 258,7	305,2	2 013,6	57,0	160,4	891	7,10
1959/60	4 991,2	674,5	5 503,8	155,8	946,0	1 103	18,95
1960/61	6 642,5	897,6	4 949,4	140,1	699,6	745	10,53
1961/62	20 935,2	2 829,1	13 801,7	390,6	375,5	659	1,79
1962/63	25 042,4	3 384,1	18 159,2	513,9	35,4	725	0,14
1963/64	29 590,4	3 998,7	23 778,2	672,9	85,1	804	0,29
1964/65	54 981,0	7 429,9	46 836,4	1 325,5	57,3	852	0,10
Insgesamt	144 673,3	19 550,4	115 289,0	3 262,8	2 361,4	797	1,63

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle A IX (Anhang).

sehbaren, ins Gewicht fallenden Änderungen eintreten, erwarten die Erdölgesellschaften ein kontinuierliches Ansteigen der Rohölförderung bis zum Jahre 1970 auf etwa 35 bis 36 Mill. t³⁰. Diese Grobschätzung, die ab dem Jahr 1966, wie Tabelle A X (Anhang) zeigt, mit einer jährlichen Steigerungsrate für Shell-BP und für die „newcomers“ von jeweils 50.000 Barrels pro Tag, das sind etwa 2,5 Mill. Jahrestonnen, rechnet, stellt, gemessen an den von den Erdölgesellschaften aufgestellten Prognosen früherer Jahre, die Mindestförderung dar. So betrug beispielsweise 1963 die Vorausschätzung der Rohölförderung für das Jahr 1970 nur 10 Mill. t, ein Wert, der bereits 1965 übertroffen wurde³¹.

Da eine exakte Vorausschätzung der Rohölförderung nicht möglich ist, wird in Abb. 6 der Versuch unternommen, eine Prognose innerhalb eines Variationsbereichs durchzuführen. Dabei deckt sich die Untergrenze der erwarteten Entwicklung der Rohölgewinnung mit den Angaben der Erdölgesellschaften. Das geschätzte Fördervolumen soll sich in seiner oberen Grenze, unter Zugrundelegung einer Reihe von Indikato-

ren wie der Bohrerergebnisse in Südnigeria, der Entwicklung der Rohölförderung in den einzelnen Feldern, der bestehenden und projektierten Pipelinekapazität, der Aufnahmefähigkeit der internationalen Mineralölmärkte und der Veröffentlichungen in der Fachpresse³², bis zum Jahre 1970 kontinuierlich auf 55 Mill. t vergrößern. Eine Einengung der Variationsbreite der Prognose, die für 1970 zwischen 35 und 55 Mill. t schwankt, ist wegen der Vielzahl von Imponderabilien, die die Erdölwirtschaft beeinflussen, nicht möglich.

Bei der Vorausschätzung der Erdgasgewinnung dienen die Prognosen der Rohölförderung als Grundlage. Dies ist zulässig, da, wie bereits dargelegt, der Umfang der Ölfeldgasförderung von dem produzierten Rohölvolumen abhängt.

Unter Zugrundelegung eines Gas/Öl-Verhältnisses von 800 Kubikfuß Erdgas je Barrel Rohöl ergibt sich für das Jahr 1970 nach den Schätzungen der Erdölgesellschaften eine Ölfeldgasförderung von ca. $6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ³³. Bei einer Rohölmenge von 55 Mill. t würde die Gewinnung an Ölfeldgas etwa $9 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ betragen. Eine Pro-

³⁰ Diese Angaben wurden im Zeitraum von November 1964 bis zum Juli 1965 durch Befragung von Fachleuten des „top-managements“ der Erdölgesellschaften Shell-BP, Gulf Oil, Mobil Oil und SAFRAP über das erwartete Fördervolumen ihrer eigenen Gesellschaft und das ihrer Konkurrenten ermittelt.

³¹ o. V., Nigeria: Growing Source of World Oil, in: Petroleum Review, July 1963, S. 233 f.

³² Die Zeitschrift West Afrika vom 18. September 1965 gibt unter Bezugnahme auf die Londoner Zeitung „Financial Times“ für das Jahr 1970 ein geschätztes Fördervolumen von ca. 50 Mill. t an.

³³ Das Erdgas/Rohölverhältnis von ca. 800 t/bbl errechnet sich als Durchschnittswert der gesamten Erdgas- und Rohölförderung Nigerias im Zeitraum von 1957/58 bis 1964/65. (Vgl. Tabelle 7).

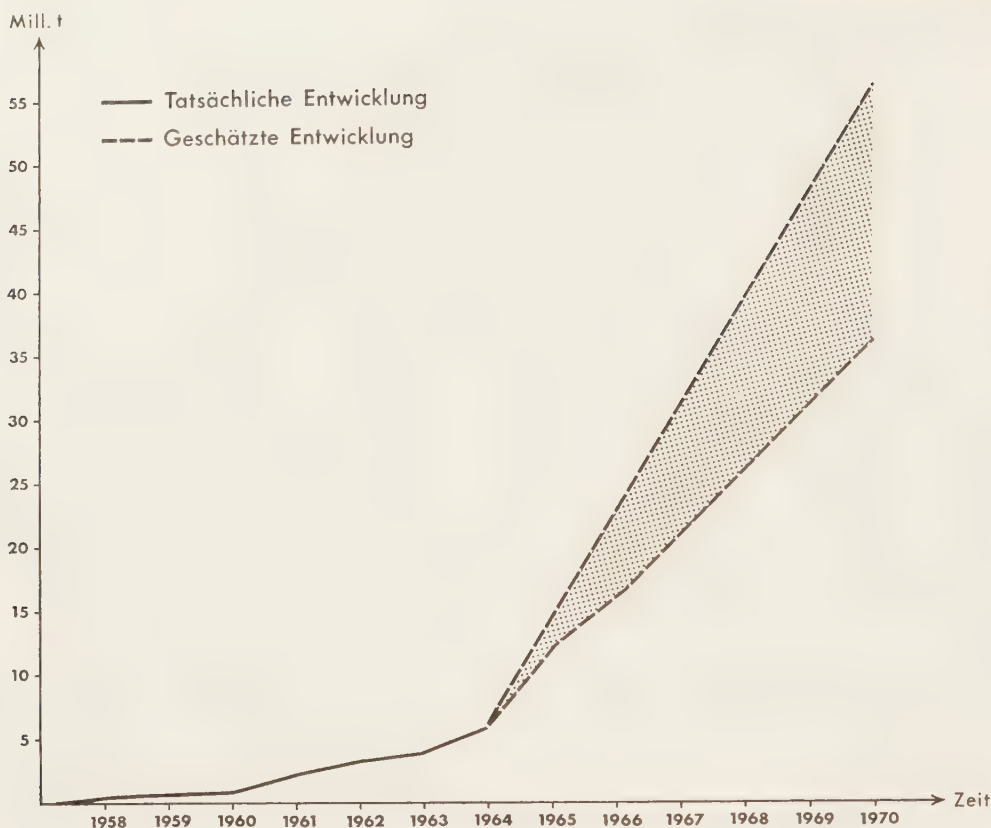


Abb. 6: Prognose der Rohölförderung bis zum Jahre 1970 in Mill. t

Die Prognose wurde 1964 erstellt; inzwischen hat sich die Rohölförderung auf 13,4 Mill. t 1965 bzw. auf 20,5 Mill. t 1966 erhöht. Diese Werte liegen innerhalb des Variationsbereichs der Prognose. Berechnet nach Tabelle A X (Anhang) und nach eigenen Schätzungen.

duktionsprognose für Erdgas aus Gasansammlungen, die unabhängig von Erdöl auftreten, ist im gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich.

2. Die internationale Bedeutung der nigerianischen Rohölförderung — ein Mengen- und Kostenvergleich

Mit einer Förderung von 13,4 Mill. t im Jahre 1965 steht Nigeria an 16. Stelle in der internationalen Rangliste der Rohölproduzenten. Allerdings besitzt die Rohölgewinnung Nigerias mit einem Anteil von 0,86% an der Weltproduktion nur eine geringe weltwirtschaftliche Bedeutung. Innerhalb Afrikas dagegen ist Nigeria, wie Tab. 8 zeigt, nach Libyen und Algerien das dritt wichtigste Förderland. Ihr Anteil an der afrikanischen Erdölgewinnung betrug 1965 über 12%. In Zukunft wird sich die

internationale Stellung Nigerias als Erdölförderland verbessern. Bis zum Jahre 1970 dürfte es mit einer Jahresförderung von 35 bis 55 Mill. t zu den 12 wichtigsten Rohölproduzenten der Erde zählen. Nigeria wird dann zu einem bedeutenden Faktor der Energieversorgung Westeuropas, da der größte Teil des Rohöls für den Export bestimmt ist.

Ein internationaler Vergleich der Rohölgewinnungskosten ist problematisch, da die Erdölkonzerne keine detaillierten Angaben über ihre Kostenstruktur publizieren. Trotz dieses Mangels an verwertbaren Daten hat der amerikanische Nationalökonom M. A. ADELMANN (Massachusetts Institute of Technology) den Versuch unternommen, die Förderkosten in den Rohölfeldern der USA, Venezuelas, der Länder am Persischen Golf und Afrikas zu vergleichen. Das Ergebnis dieser Untersuchung wird in

Tab. 8:

Die Rohölförderung afrikanischer Länder in den Jahren 1958 bis 1965 in Mill. Tonnen

Länder	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Libyen	—	—	—	0,7	7,9	22,0	41,6	58,5
Algerien	0,4	1,3	8,5	15,6	20,5	23,6	26,2	26,0
Nigeria	0,3	0,6	0,9	2,3	3,3	3,7	5,9	13,4
Ägypten	3,2	3,1	3,3	3,8	4,7	5,6	6,4	6,4
Gabun / Kongo- Brazzaville	0,5	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,4
Angola	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,8	0,9	0,9
Marokko	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2
Afrika	4,6	6,0	13,8	23,5	38,0	56,9	82,2	106,8
Welt	907,9	978,4	1 051,1	1 119,3	1 213,8	1 301,3	1 405,9	1 504,6
Anteil Nigerias an der Förderung								
Afrikas in %	6,5	10,0	6,5	9,8	8,7	6,5	7,2	12,5
Anteil Nigerias an der Weltförderung in %	0,03	0,06	0,09	0,21	0,27	0,28	0,42	0,86

Zusammengestellt nach:

o. V., 100 Millionen Tonnen mehr, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 1, Januar 1965, S. 4f.

o. V., Stürmisches Wachstum, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 1, Januar 1966, S. 9f.

Tab. 9 zusammengefaßt. Diese Zahlenangaben können allerdings nur als Annäherungswerte — möglicherweise nur als Relationsgrößen — betrachtet werden. Die gesamten Förderkosten setzen sich aus den Betriebs- und den Kapitalkosten zusammen. Darin nicht enthalten sind also die Steuern und Abgaben der Erdölgesellschaften an die Rohölförderländer und die Transportkosten ab Exporthafen. Der Umfang der Betriebskosten wird von ADELMANN nach den Betriebserfahrungen in den USA geschätzt. Die Kapitalaufwendungen beinhalten alle Ausgaben zur Entwicklung einer Förderkapazität von 1 Barrel pro Tag. Verteilt man diese Entwicklungsinvestitionen auf die tatsächliche Rohölausbeute, so ergeben sich die Entwicklungskosten je Barrel.

Auf Grund dieses Berechnungsverfahrens betragen die Gesamtkosten der Rohölförderung in den USA 156 Cents, in Venezuela 61,5 Cents und in den Ländern am Persischen Golf durchschnittlich 10 Cents je Barrel. Von den drei untersuchten afrikanischen Rohölförderländern sind die Gewinnungskosten in Libyen mit 15,2 Cents/bbl am niedrigsten und in Algerien mit 45,9 Cents/bbl am höchsten. Bei den nigerianischen Förderkosten, die nach ADELMANN 30,7 Cents/bbl betragen, ist zu berücksichtigen, daß die umfangreichen Rohölfunde der letzten Jahre, vor allem in den offshore-Konzessionsgebieten, noch keinen Niederschlag in den Förderstatistiken finden, so daß sich in Zukunft mit steigender Rohölförderung die Gesamtkosten je Barrel vermindern werden.

b) ANALYSE DER FÖRDERUNG IN DEN EINZELNEN FELDERN

1. Die Lage der Rohölfelder und ihre Bedeutung für die Gesamtentwicklung

Alle in Nigeria gefundenen Erdöllagerstätten liegen südlich des 6. Grades nördlicher Breite,

sowie zwischen dem 5. und 8. Grad östlich von Greenwich. Bis zum Frühjahr 1965 wurden davon allein die Rohölfelder der Ost-Region für die kommerzielle Förderung erschlossen. Abgesehen von Oloibiri, das sich im Nigerdelta be-

Tab. 9:

Internationaler Vergleich der Kosten der Erdölförderung^a

Fördergebiet	Untersuchungs- zeitraum	Betriebskosten in Cents je Barrel	Kapitalaufwand für die Entwick- lung, in US-\$ je bbl/Tag Anfangs- ausbeute	Entwicklungs- kosten in Cents je Barrel	Gesamt- kosten in Cents je Barrel
USA	1961/62	18,0	3 250	138	156,0
Venezuela	1962—64	6,5	863	55	61,5
Afrika					
Libyen	1963/64	2,2	149	13 ^b	15,2
Algerien	1962—64	3,9	656	42 ^c	45,9
Nigeria	1964	2,7	590	28	30,7
Persischer Golf	1962—64				
Iran		1,0	130	8	9,0
Irak		1,2	69	3 ^d	4,2
Kuweit		1,8	157	8	9,8
Saudi-Arabien		1,5	160	8	9,5

^a o. V., Förderkosten der Erdölindustrie, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 5, Mai 1966., S. 179.

^b Kosten für Pipelines von 6 Cents sind hierin enthalten.

^c Kosten für Pipelines von 10,7 Cents sind hierin enthalten.

^d Kosten für Pipelines sind nicht mitgerechnet.

findet, liegen die Erdölfelder Afam, Bomu, Ebu-bu, Imo River, Korokoro, Apari, Elelenwa, Umuechem, Obigbo North und Agbada alle höchstens 40 km von der Hafenstadt Port Harcourt entfernt. Als im Frühjahr 1965 die Trans-Niger-Pipeline die Felder Ughelli, Kokori, Eriemu, Olomoro und Uzere mit dem Rohölausfuhrhafen Bonny verband, dehnte sich die Fördertätigkeit auf die Mittelwest-Region aus. Das Gebiet östlich der Stadt Ughelli wird in den nächsten Jahren neben der „Port Harcourt-Area“ zu einem zweiten Rohölproduktions-schwerpunkt ausgebaut. Die bisher genannten Erdölfelder liegen im Konzessionsgebiet der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria. Von den „newcomers“ hat im März 1965 die Nigeria Gulf Oil Company die kommerzielle Förderung aufgenommen. Ihr offshore Feld Okan liegt etwa 16 km westlich der Mündung des Escravos River in den der Mittelwest-Region vorgelagerten seichten Küstengewässern. Die vielversprechenden Ergebnisse dieser Gesellschaft lassen für die nahe Zukunft eine verstärkte Förderung in den offshore Konzessionsgebieten erwarten. Die zeitliche Entwicklung der Rohölförderung in den einzelnen Feldern wird in Abb. 7 darge-

stellt. Während die zuerst erschlossenen Felder Oloibiri und Afam keine größere Bedeutung erlangten, nimmt das seit dem Jahre 1958 fördernde Erdölfeld Bomu in der Rohölwirtschaft Nigerias eine dominierende Stellung ein. So beruhte die Steigerung der Erdölgewinnung im Jahre 1961/62 ausschließlich auf der Intensivierung der Förderung in Bomu und noch bis zum Jahre 1963/64 bestimmte die Ergiebigkeit dieses Feldes weitgehend das Fördervolumen des Landes. Der Anstieg der Erdölgewinnung im folgenden Jahr hingegen liegt vornehmlich im verstärkten Ausbau der Felder Imo River, Korokoro und Umuechem begründet, zumal die Entwicklung in Bomu stagnierte. Die Erschließung dieser Felder stellt die Erdölwirtschaft Nigerias auf eine wesentlich breitere Basis und beweist, daß Bomu keine Ausnahme, sondern erst den Anfang einer ertragreichen Entwicklung darstellt.

Wie Tabelle 10 zeigt, betrug die kumulative Rohölförderung Nigerias im Zeitraum 1957/58 bis 1964/65 144,7 Mill. Barrels, was einer Rohölmenge von etwa 19,6 Mill. t entspricht. Davon entfielen allein 56,4% auf das Feld Bomu, 14,7% auf Imo River und 7,9% auf Umuechem.

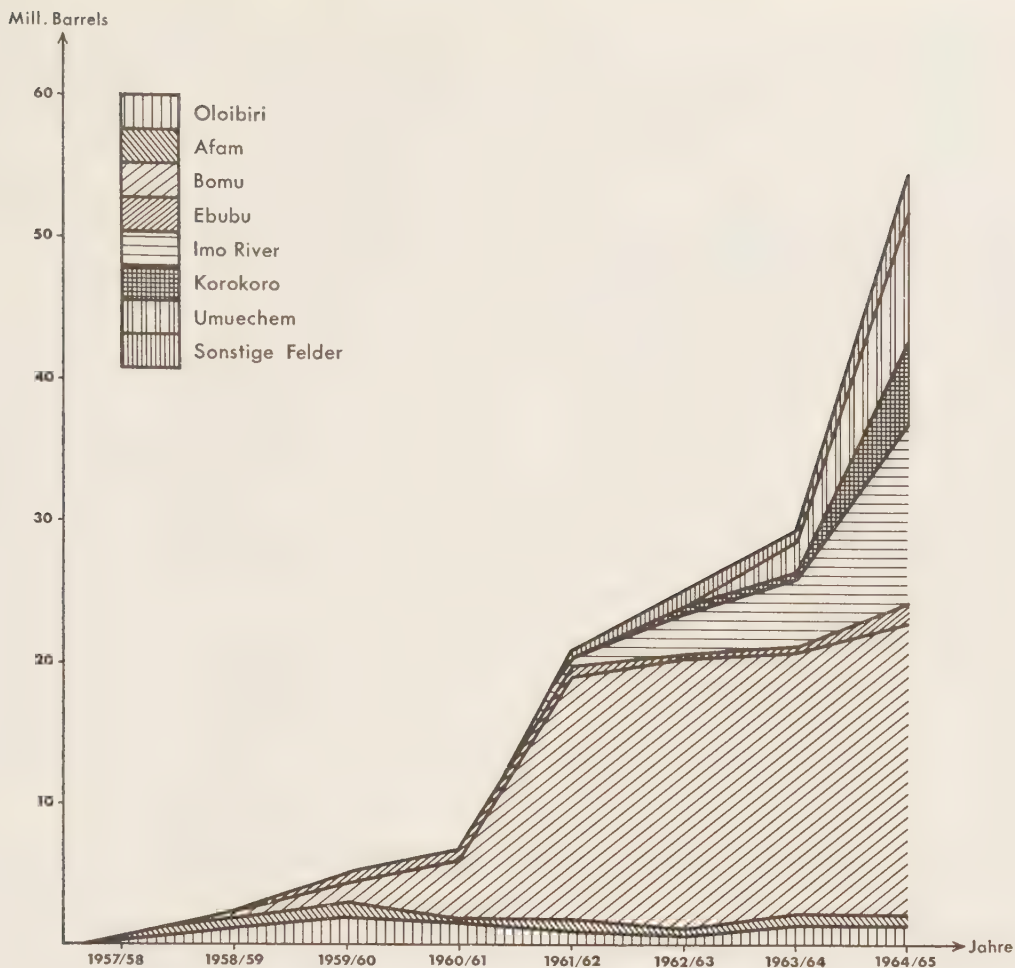


Abb. 7: Die Rohölförderung in den einzelnen Feldern in den Jahren 1957/58 bis 1964/65 in Mill. Barrels
Zusammengestellt nach Tabelle A IX (Anhang).

2. Die Förderbedingungen in den einzelnen Feldern

Die Förderbedingungen in den Erdölfeldern Nigerias sind sehr unterschiedlich. Der Tabelle 10 ist zu entnehmen, daß das Erdgas/Rohöl-Verhältnis zwischen 409 Kubikfuß per Barrel im Feld Oloibiri und 2814 cf/bbl in Elelenwa schwankt. Durch den für die Erdölfelder Nigerias charakteristischen hohen Gasgehalt, der im Durchschnitt sämtlicher Felder etwa 800 cf/bbl beträgt, eruptiert das Rohöl selbst aus großen Teufen ohne Hilfsmittel allein durch den hohen Druck. Andererseits treten zusätzliche Kosten auf, da das Gas in mehrstufigen Gastrennanlagen, den sog. Gasseparatoren, vom Rohöl getrennt werden muß.

Die Tabelle 10 zeigt weiterhin, daß der relativ hohe Salzwassergehalt des gesamten seit Dezember 1957 geförderten Rohöls mit 1,63 % hauptsächlich von den ursprünglich ungünstigen Förderbedingungen in den beiden ältesten Erdölfeldern Oloibiri und Afam bestimmt wird, die eine durchschnittliche Rohöl/Wasser-Relation von 16,7 bzw. 10,8 % aufweisen. In den übrigen Feldern liegt dagegen der Anteil des Wassers an der Erdölgewinnung unter 0,4 % und selbst in Oloibiri und Afam konnte der Salzwassergehalt bis zum Jahre 1964/65 auf 0,17 bzw. 0,26 % reduziert werden. Daß Oloibiri und Afam für die Erdölentwicklung Nigerias nicht typisch sind, beweist allein die Tatsache, daß von der kumulativen Wasserproduktion von 2,4 Mill. Barrels über 90 % auf diese beiden

Felder entfiel, während ihr Anteil an der Rohölförderung nur 10,3% betrug. Eine Verminderung des Salzwasseranteils ist deshalb von Bedeutung, da die Kosten der Wasserabtrennung die gesamten Rohölförderkosten nicht unwesentlich beeinflussen.

Die nigerianischen Rohöllagerstätten befinden sich in einer Tiefe von 1800 bis 4100 m. Auf die schwierigen technischen Förderbedingungen bis zu einer Tiefe von ca. 3200 m, bedingt durch die besondere geologische Struktur der Miozänablagerungen, weist R. A. REYMENT hin: „The Miocene sands in which the oil occurs are only loosely consolidated to a depth of 10 500 feet; these sands are fine grained and mostly well sorted with porosities of 25 to 35 per cent. Permeabilities range from 0,5 to 5 darcies“³⁴. Dieser lose Sand behindert den Rohölfluß zur Bohrsonde und vermindert dadurch die Förderrate erheblich. Zur Lösung dieses Problems ist es den Erdölgeologen J. A. DUNNEE, W. J. de RUITER und E. W. JONKERS

der Shell-BP gelungen, eine sog. „plastic injection technique“ zu entwickeln, die erstmals in der Welt 1960 in Bomu erfolgreich getestet wurde³⁵. Eine Kunststofflösung, die in die Sandformation um die Bohrsonde gepumpt wird, bindet die losen Sandkörner, ohne die Permeabilität wesentlich zu vermindern. Dieses Verfahren hat einen zweifachen positiven Effekt: es reduziert die Häufigkeit der Säuberung der Bohrsonden, wodurch sich die Förderkosten vermindern und es vergrößert — unter bestimmten Voraussetzungen verdoppelt — die Förderrate je Bohrstelle. Welche Bedeutung diesem Verfahren beizumessen ist, zeigt nachfolgendes Zitat eines Mitarbeiters der Shell-BP: „Without doubt, the success of the sand consolidation technique has had a greater impact on the future potential of Nigeria as an oil producer, than any other single factor during its development“³⁶.

Durch die verbesserten Förderbedingungen und durch die Erschließung neuer ertragreicher

Tab. 10:

*Die kumulative Roböl- und Erdgasförderung in den Robölfeldern Nigerias
im Zeitraum 1957/58 bis 1964/65 in 1000 Barrels und 10⁶ Kubikfuß*

Rohölfelder	Förder- beginn	Rohölförderung in 1000 Barrels	in %	Erdgasförderung in 10 ⁶ cf	in %	Wasseranteil in 1 000 Barrels	Erdgas: Rohöl Relation in cf/bbl	Wasser: Rohöl Relation in %
Oloibiri	1957/58	9 355,3	6,5	3 821,7	3,3	1 566,5	408,5	16,7
Afam	1957/58	5 475,8	3,8	13 967,8	12,1	591,1	2 550,8	10,8
Bomu	1958/59	81 622,4	56,4	52 412,9	45,5	122,6	642,1	0,2
Ebubu	1958/59	4 643,2	3,2	3 416,1	3,0	15,6	735,9	0,3
Imo River	1961/62	21 321,4	14,7	14 200,0	12,3	27,0	666,0	0,1
Korokoro	1961/62	6 826,1	4,7	7 991,2	6,9	7,5	1 170,7	0,1
Apara	1961/62	1 732,9	1,2	2 809,1	2,4	6,4	1 621,0	0,4
Elelenwa	1962/63	296,4	0,2	834,0	6,7	0	2 813,8	0
Umuechem	1963/64	11 373,5	7,9	13 482,3	11,7	5,3	1 185,4	0,1
Obigbo North	1964/65	1 119,3	0,8	956,7	0,8	2,1	854,8	0,2
Agbada	1964/65	322,0	0,2	453,8	0,4	0	1 409,3	0
Okan	1964/65	276,7	0,2	196,2	0,2	0,5	709,1	0,2
sonst. Felder		312,4	0,2	746,4	0,6	16,6	2 389,2	5,3
Insgesamt		114 677,4	100,0	115 288,2	100,0	2 360,6	796,9	1,63

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle A IX (Anhang).

³⁴ Reyment, R. A., Aspects of the Geology of Nigeria, a. a. O., S. 105.

³⁵ Innes, G., Success of sand consolidation technique confirmed, in: Shell-BP Bulletin, No. 8, March/April 1964, Port Harcourt, S. 2.

³⁶ Innes, G., Success of sand consolidation technique confirmed, a. a. O., S. 2.

Tab. 11:

Die Intensität der Rohölförderung in den einzelnen Erdölfeldern
Vergleich der Jahre 1963/64 und 1964/65 in Barrels

Rohölfeld	Tiefe der Rohöl- lager in Fuß	1963/64				1964/65	
		Durch- schnittliche tägliche Förderrate je Rohölfeld bbl/Tag	Durch- schnittliche Zahl der Förder- sonden	Durch- schnittliche tägliche Förderrate je Förder- sonde bbl/Tag	Durch- schnittliche tägliche Förderrate je Rohölfeld bbl/Tag	Durch- schnittliche Zahl der Förder- sonden	Durch- schnittliche tägliche Förderrate je Förder- sonde bbl/Tag
Oloibiri	8 000—10 500	3 927	12	328	4 186	6	698
Afam	8 000—10 500	2 201	7	314	2 410	6	402
Bomu	6 700—13 500	51 105	18	2 839	57 766	18	3 209
Ebubu	8 200—12 000	1 286	6	214	4 758	4	1 190
Imo River	5 800—10 500	12 875	9	1 431	45 122	15	3 008
Korokoro	8 000—10 500	1 765	4	441	21 468	4	5 367
Apara	9 600—11 600	1 716	4	429	1 225	3	408
Umuechem	9 000—12 300	7 740	8	968	25 540	10	2 554
Insgesamt		82 615	68	1 215	162 475	66	2 462

Zusammengestellt und berechnet nach:

Melamid, Alexander, *The Nigerian Petroleum Industry*, Lagos 1964, S. 43 (unveröffentlicht).

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 15.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 10.

Rohölfelder erhöhte sich in den letzten Jahren die Förderrate je Bohrstelle entscheidend. Wie Tabelle 11 zeigt, verdoppelte sich die durchschnittliche Ergiebigkeit je Bohrsonde aller nigerianischer Erdölfelder von 1963/64 auf 1964/1965 von 1215 bbl/Tag auf 2462 bbl/Tag. Dabei fällt die unterschiedliche Förderleistung der Bohrsonden in den einzelnen Rohölfeldern, die im Jahre 1964/65 zwischen 402 bbl/Tag in Afam und 5367 bbl/Tag im Korokoro Feld schwankte, ins Auge.

3. Die unterschiedliche Qualität des Rohöls und Erdgases in den einzelnen Feldern

Die Qualität des nigerianischen Rohöls ist je nach den Herkunftsgebieten unterschiedlich. So schwankt die Rohöldichte, gemessen in API Graden³⁷, zwischen leichtem Rohöl mit 46° API in Afam und schweren Ölen mit 23 API Graden in Oloibiri. Im Durchschnitt handelt es sich

jedoch in Nigeria um mittelschwere Öle mit einer Dichte von 34° API.

Die chemische Analyse von Rohölproben des größten nigerianischen Feldes Bomu ergab einen relativ hohen Anteil an Mittel- und Schwerölen von 63,4%. Rohöl im Feld Imo River enthält überhaupt kein Benzin, so daß die Destillation erst im Petroleumbereich beginnt³⁸. Charakteristisch für alle nigerianischen Rohöle ist der geringe Schwefelgehalt, der im Durchschnitt 0,1% beträgt. Außerdem ist es gemischtbasischer Natur, in der Regel parafinisch, aber mit zum Teil beträchtlichen naphthenischen und aromatischen Beimischungen.

Die chemische Analyse der Erdöl-gase von neun Rohölfeldern wird in nachfolgender Tabelle 13 dargestellt. Dabei schwankt der Methangehalt der Ölfeldgase zwischen 79,6% in Umuechem und 97% in Obigbo. Die restlichen Bestandteile sind zum Großteil schwere Kohlenwasserstoffe, wobei Äthan und Propan überwiegen. Der Anteil der Inertgase (Stickstoff, Kohlendioxyd), die

³⁷ Die Dichte des Rohöls wird, länderspezifisch, in API Gravity (American Petroleum Institute), im Dichteverhältnis 60/60° F oder, wie in Deutschland üblich, in Gramm je Milliliter (g/ml) bei 15° C gemessen. Alle drei Dichteangaben sind in Tab. A XI (Anhang) für einzelne Rohölfelder enthalten.

³⁸ Arthur D. Little, *Energy in Nigeria and attendant Opportunity for Industrial Development*, a. a. O., S. 58.

Tab. 12:

Chemische Analyse einer Rohölprobe des Feldes Bomu^a

Rohöldichte:	32,9° API ^b	
Schwefelgehalt:	0,14 Gew. %	
Fließpunkt:	57°	
Zusammensetzung des Rohöls	Anteil in %	Siedebereich in °F
Gase:		
Butan und leichtere Gase	0,8	
Leichtöle:		
Leichtbenzin	6,7	unter 212
Schwerbenzin	9,8	212—302
Petroleum (= Kerosin)	19,6	302—482
Mittelöle:		
Gasöl	33,5	482—700
Schweröle u. Bodenprodukte:		
Schmieröle, Heizöle, Bitumen	29,9	über 700
	100,3 ^c	

^a Oil and Gas Journal, April 15, 1963, S. 119, zitiert aus: Arthur D. Little, Energy in Nigeria and attendant Opportunity for Industrial Development, a. a. O., S. 58.

^b Die Vergleichswerte für das größte Rohölfeld Libyens Zelten sind:

Rohöldichte:	36,8° API
Schwefelgehalt:	0,26 Gew. %
Fließpunkt:	37° F

Quelle: Kubbah, Abdul Amir, Libya its Oil Industry and Economic System, The Arab-Petro-Economic Research Centre, Bagdad 1964, S. 211.

^c Der Prozentsatz von 100,3 ergibt sich durch Aufrundung.

den Heizwert der Gase vermindern würden, ist minimal. Dadurch unterschreitet der Heizwert der Erdöl-gase in keinem Feld 950 B. Th. U. je Kubikfuß³⁹. Durch das Fehlen von Schwefelwasserstoffen können die Gase direkt, d. h. ohne Veredelung, in Gasturbinen verfeuert werden. Die Auswirkungen der Qualität des nigerianischen Rohöls und Erdgases auf die Absatzmöglichkeiten am Weltmarkt und innerhalb Nigerias werden in Abschnitt B und D dieser Arbeit untersucht.

Tab. 13:

Chemische Analyse der Ölfeldgase in ausgewählten Rohölfeldern

Rohölfeld	Afam	Bomu	Ebubu	Imo River	Korokoro	Apara	Umuechem	Obigbo	Ughelli
Chemische Zusammensetzung	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Stickstoff	0,2	—	—	—	—	0,3	0,5	—	—
Kohlendioxyd	1,7	3,4	1,0	1,5	1,7	1,3	1,1	1,1	2,1
Methan	81,0	89,8	81,5	86,5	82,7	84,9	79,6	97,0	88,1
Äthan	6,5	3,4	9,9	5,6	6,2	8,5	7,6	1,5	6,3
Propan	5,9	0,6	4,7	3,1	6,3	3,6	5,2	0,1	1,8
Isobutan	1,3	0,7	0,9	1,0	1,2	0,6	1,1	—	0,3
Normal-Butan	2,0	0,2	1,2	1,0	1,8	0,8	1,6	—	0,3
Pentan	1,4	1,9	0,8	1,3	0,1	—	3,3	0,3	1,1
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Spezifisches Gewicht	0,732	0,650	0,705	0,680	0,708	0,665	0,715	0,575	0,650

Utilization of Natural Gas in the Nigerian Economy, Canadian Industrial Gas Limited, Teil II, Abschnitt II, a. a. O., S. 12.

³⁹ 1000 B Th. U. (British Thermal Unit) = 252 kcal.

B. DER ROHÖL- UND ERDGASABSATZ NIGERIAS

I. DER ROHÖL- UND ERDGASTRANSPORT IN NIGERIA

a) DAS ROHRLEITUNGSNETZ

1. Pipelines als optimales Massentransportmittel für Rohöl und Erdgas

Charakteristisch für alle bedeutenden rohölfördernden Entwicklungsländer ist, daß der größte Teil des Erdöls auf Grund fehlender inländischer Absatzmärkte exportiert wird. Für die Konkurrenzfähigkeit des Rohöls der einzelnen Förderländer ist ein rationeller Transport vom Ölfeld zum Ausfuhrhafen von besonderer Bedeutung.

Ein Verkehrswertigkeitsvergleich der Rohrleitung mit anderen binnenländischen Transportmitteln zeigt, daß die Pipelines für den Massentransport von Rohöl und Erdgas einen deutlichen Wettbewerbsvorsprung besitzen¹. Der hohe Zuverlässigkeitsgrad, die gute Anpassungsfähigkeit an das Gelände, die nahezu unbegrenzte Massenleistungsfähigkeit, sowie die Unkompliziertheit ihres Aufbaus und ihrer Betriebsweise prädestinieren die Rohrleitung als Transportmittel des Rohöl- und Erdgasmassenverkehrs.

Die Erdölfelder Nigerias sind, wie Abb. 4 zeigt, auf das Küstengebiet konzentriert. Keines der bisher erschlossenen Felder liegt mehr als 100 km vom Atlantik entfernt. In der Regel ist eine solche Lage für den exportorientierten Wirtschaftszweig der Erdölindustrie von Vorteil, da der Transport dadurch verkürzt und somit verbilligt wird. In Nigeria jedoch wirkt die küstennahe Lage der Rohölfelder auf Grund der Auswirkungen physisch-geographischer Faktoren für den Transport eine Vielzahl von Problemen auf. Das Klima, die Vegetation und die Oberflächengestalt in den erdölhöffigen Gebie-

ten beeinträchtigen den Bau und den Betrieb der Öl- und Gastransporteinrichtungen.

Die jährlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen nehmen in Nigeria vom Norden nach Süden kontinuierlich zu und erreichen im Bereich der Ölfelder Werte zwischen 2000 und 3560 mm. Die extrem hohe Niederschlagsmenge behindert den Bau und Betrieb der Transporteinrichtungen nicht während des ganzen Jahres, sondern es treten entsprechend den tropischen Regenzeiten starke zeitliche Differenzierungen auf. Während der Trockenzeit von November bis Februar, die, wie Abb. 9 zeigt, nur geringe Niederschläge aufweist, ist in der Port Harcourt-Area, dem Zentrum der nigerianischen Erdölindustrie, ein reibungsloser Ablauf der Rohöl- und Erdgastransporte, sowie ein ungehinderter Ausbau der Verkehrswege gewährleistet. Die sprunghaft ansteigenden Niederschlagsmengen in der Regenzeit, die sich in Südnigeria vom März bis Oktober erstreckt, führen zu einer zeitweisen Überschwemmung weiter Küstenlandstriche, so daß der Bau von Transporteinrichtungen stark beeinträchtigt wird und in den Monaten Juli und September mit den Niederschlagshöchstwerten teilweise eingestellt werden muß². Desgleichen wird der Transport des Rohöls auf Straßen, Eisenbahnen oder Binnenschiffahrtswegen durch die für die Tropen charakteristische Konzentration der Niederschläge auf kurze Zeiträume sehr erschwert und im Bereich des Nigerdeltas nahezu unmöglich gemacht. Heftige Unwetter mit extremen Regenmengen von über 250 mm am Tag führen durch die Überflutung der Transportwege zu einer Unterbrechung des gesamten Verkehrs. Das einzige binnenländische

¹ Holland, Bernd, Die Rohrleitung als Ferntransportmittel, Berlin 1961, S. 50 ff.

² o. V., Effect of Weather on Company Operations, in: Shell-BP Bulletin, No. 18, Port Harcourt, October 1965, S. 3.

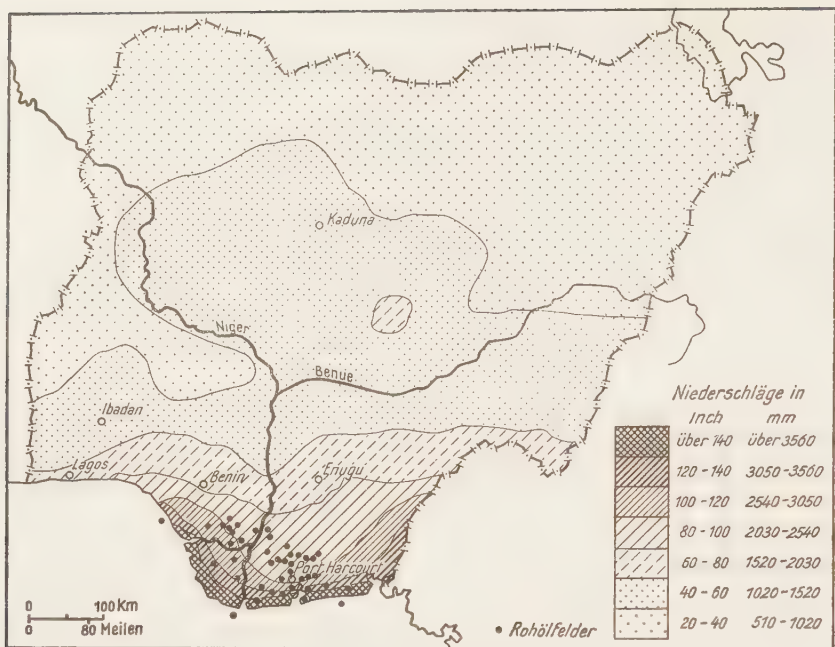


Abb. 8: Die räumliche Verteilung der durchschnittlichen Jahresniederschläge in Nigeria (langjährige Durchschnittswerte)

Perkins, W. A. and Stembridge, J. H., Nigeria, A Descriptive Geography, London 1963, Second Edition, S. 44.
 Buchanan, K. M. and Pugh, J. C., a. a. O., S. 26.

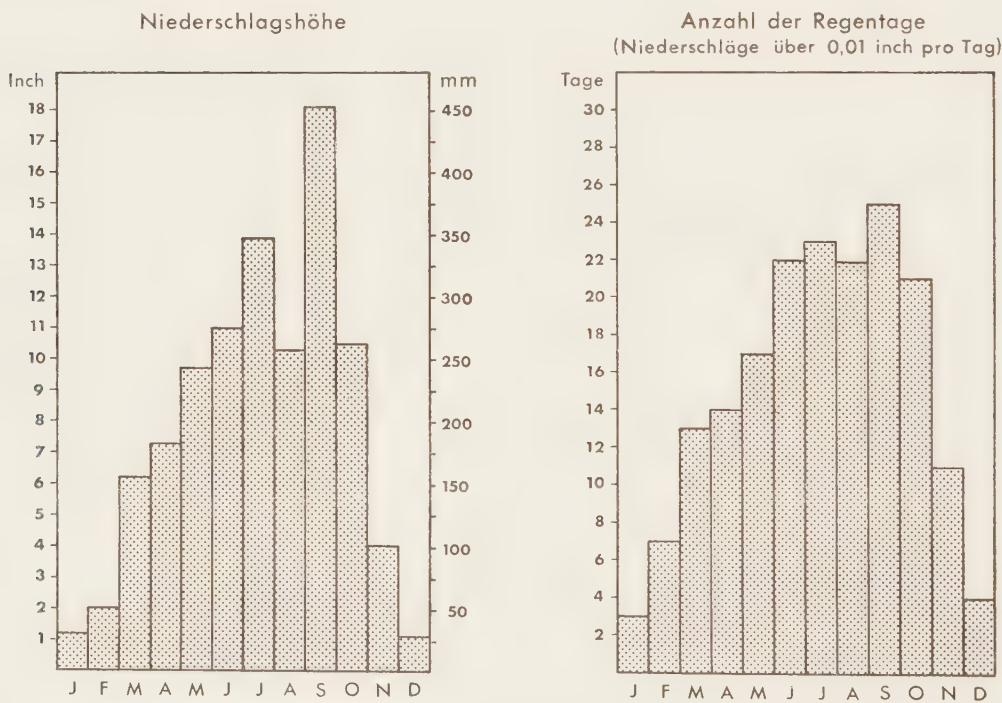


Abb. 9: Die zeitliche Verteilung der Niederschläge in der Port Harcourt-Area (langjährige Durchschnittswerte)

Annual Abstract of Statistics, 1964, Federal Office of Statistics, Lagos 1965, S. 4f.

Transportmittel, das unabhängig von Witterungseinflüssen eine kontinuierliche Rohöl- und Erdgasbeförderung gewährleistet, ist die Pipeline, bei der Fahrbahn und Transportgefäß zusammenfallen und eine Einheit bilden³. Kein anderes Massentransportmittel für Erdöl und Erdgas erreicht die Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit der Rohrleitungen, zumal die Korrosion der Pipelines im tropischen Klima durch einen Überzug aus Asphalt und Glasfaser, im Fall ihrer Verlegung im Sumpfgelände durch einen zusätzlichen 2,5 cm dicken Betonmantel, verhindert wird.

Neben den hohen Niederschlägen erschweren die in Südnigeria typische Vegetation und Oberflächengestalt den Rohöltransport. Die Erdölfelder Nigerias liegen, wie nachfolgender Abb. 10 zu entnehmen ist, im Bereich der Mangroven, der Süßwassersümpfe und des tropischen Regenwaldes. Die Mangrovensümpfe, die von Lagos ausgehend entlang der Küste verlaufen und im Nigerdelta eine Breite von 50–65 km erreichen, werden bei Flut vom Meereswasser überflutet. Die sich nach Norden anschließenden

Süßwassersümpfe sind während der Regenzeit von den zahlreichen südnigerianischen Flüssen überschwemmt und die primären Regenwälder im Bereich der Erdölfelder sind nur schwer zugänglich. Diese Landschaftszonen durchschneiden eine Vielzahl von Flüssen, Meeresbuchten und Lagunen. Unter den gegebenen Naturbedingungen scheidet ein Rohöltransport auf Straßen und Eisenbahnen wegen der hohen Kapitalinvestitionen, die für den Bau und die Erhaltung der Verkehrswege notwendig wären, aus. Auf Grund der geringen Tiefe der Flüsse und Lagunen, wodurch sich die Tragfähigkeit der Schiffe auf 200 t beschränkt und wegen der Linienführung der natürlichen Wasserstraßen, die nicht dem unmittelbaren Transportbedürfnis folgt, ist ein Massentransport von Rohöl auf Binnenwasserstraßen in Nigeria unrentabel. Dagegen können Pipelines durch ihre hohe Anpassungsfähigkeit an das Gelände das Rohöl und Erdgas auf dem kürzesten Weg befördern, da sie bei entsprechender Isolierung durch Sümpfe, Flüsse und auf dem Meeresgrund verlegt werden können. Durch ihre hohe Netzbildungs-

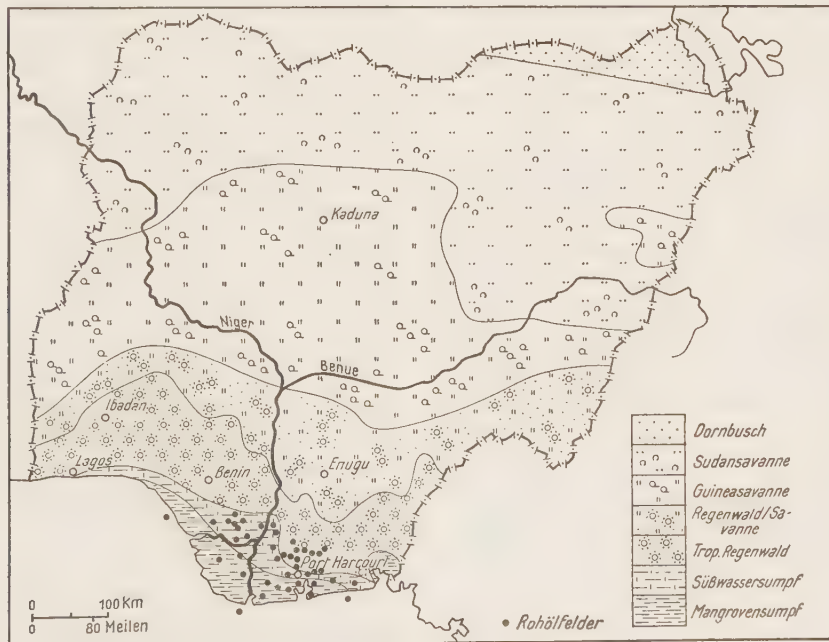


Abb. 10: Die Vegetationszonen Nigerias

Vgl. Nigeria, Provisional Map of Vegetation Zones, Scale 1:3 000 000, Published by Federal Survey Department, Lagos 1958.

³ Seidenfus, Hellmuth Stefan, Energie und Verkehr, Basel 1960, S. 124.

fähigkeit können die Rohrleitungen Erdölgebiete erschließen, die allen anderen Transportmitteln unzugänglich waren.

Zusammenfassend gilt, daß die Pipelines hervorragend geeignet sind, einen sicheren, kontinuierlichen und ökonomischen Massentransport von Rohöl und Erdgas in den Sümpfen und Regenwäldern Nigerias zu gewährleisten. Auf Grund dieser Eigenschaften wird heute in Nigeria der gesamte Rohöl- und Erdgastransport in Rohrleitungen durchgeführt.

2. Die regionale Expansion des Rohrleitungsnetzes

Im Zeitraum von 1958 bis 1964 wurden in Nigeria, wie Tab. 14 zeigt, Rohölpipelines mit einer Gesamtlänge von 303 km und Erdgasleitungen mit einer Länge von 46 km in Betrieb genommen⁴.

Der Ausbau des Pipelinenetzes erfolgte in drei Phasen. In der ersten Phase, die sich vom Dezember 1957 bis zum April 1961 erstreckte, wurde das gesamte Rohöl ausschließlich zum Exporthafen Port Harcourt befördert. Die erste Rohölpipeline Nigerias, die das Ölfeld Oloibiri mit der 11 km entfernten Kugbo Bucht verband, konnte am 23. Dezember 1957 in Betrieb genommen werden⁵. Von dort erfolgte der Weitertransport des Rohöls in Lastkähnen, die eine maximale Ladefähigkeit von 200 t hatten, nach Port Harcourt. Wegen der geringen Eignung der Binnenschifffahrt für den Rohölmassentransport verlängerte Shell-BP bis zum März 1958 die Pipeline von der Kugbo Bucht nach Port Harcourt. Gleichzeitig wurde auch das Rohölfeld Afam mit einer Rohrleitung an den Erdölausfuhrhafen angeschlossen. Die Gesamtlänge dieser beiden Pipelines, die in Ost-Westrichtung verlaufen, beträgt 143 km. 1959 erhielten die Felder Bomu und Ebubu Zuleitungspipelines an diese Ost-Westachse. Die beförderte Rohölmenge im gesamten Rohrleitungssystem konnte von 245.000 t im Jahre 1958 auf 828.000 t 1960 erhöht werden, eine weitere Kapazitätssteigerung war jedoch wegen der beschränkten Leistungsfähigkeit des Hafens Port Harcourt nicht mehr möglich.

Mit der Fertigstellung des Erdölausfuhrhafens Bonny im Frühjahr 1961 trat der Binnentransport des Erdöls in eine zweite Phase. Die bestehende Rohrleitung von Afam nach Bomu verlängerte Shell-BP bis Bonny, so daß die Haupttransportrichtung, wie Abb. 11 zeigt, vom Norden nach Süden verlief. Bei einer Länge von 52 km, einem Durchmesser von 12" und einer optimalen Geschwindigkeit des Fördergutes von 1—2 Meter pro Sekunde beträgt die maximale Leistungsfähigkeit dieser Rohrleitung 3,5 bis 4 Mill. t pro Jahr⁶. Die Rohrleitungen von den Feldern Oloibiri, Ebubu, Imo River und Oza waren Zubringerlinien zu dieser Nord-Südachse. Durch den Bau der Rohrleitung von Bomu nach Bonny konnte die Transportmenge im Jahre 1961 sprunghaft auf 2,2 Mill. t erhöht und 1963 auf 3,7 Mill. jato, d. h. bis an die Kapazitätsgrenze, erweitert werden.

In einer dritten Ausbauphase, die Ende 1963 begann und heute noch nicht abgeschlossen ist, entschloß sich die Shell-BP zum Bau der sogenannten Trans-Niger-Pipeline. Diese Rohrleitung durchschneidet in Südost-Nordwestrichtung das Nigerdelta in einer Länge von 225 km und verbindet die Ölfelder der Mittel-West-Region Ughelli, Kokori, Eriemu, Olomoro und Uzere mit der Port Harcourt-Area und dem Ausfuhrhafen Bonny. Der Durchmesser der Trans-Niger-Pipeline nimmt mit zunehmender Entfernung von Bonny von 24" auf 16" ab. Die Maximalkapazität der 24"-Rohrleitung von Bomu nach Bonny beträgt 17,5 Mill. jato. Einschließlich der 12" Pipeline von Bomu nach Bonny kann Shell-BP mit der im Jahr 1965 bestehenden Rohrleitungskapazität maximal 21,5 Mill. t pro Jahr zum Ausfuhrhafen Bonny befördern. Die tatsächliche Transportmenge betrug im gleichen Jahr ca. 12 Mill. t.

Für die Jahre 1966/67 ist ein weiterer Ausbau des Rohrleitungsnetzes geplant. Parallel zur Trans-Niger-Pipeline ist von Bonny bis Rumueke eine 28" Pipeline mit einer maximalen Leistungsfähigkeit von 22 Mill. jato projektiert. Als nächster Schritt wird der Anschluß der Rohölfelder der Nun-River-Area, die im Herzen des Nigerdeltas liegen, an das Rohrleitungssystem nach Bonny erfolgen. Die vorgesehene Lei-

⁴ Um eine sinnvolle Relation zwischen der Länge der Rohrleitungen und der Transportmenge aufstellen zu können, werden in Tab. 14 bis 16 die Pipelines nicht im Zeitpunkt ihrer Fertigstellung, sondern erst bei ihrer Inbetriebnahme registriert.

⁵ o. V., Oloibiri Oilfield on Test Production, in: Oil Search Bulletin, No. 21, Owerri, January 1958, S. 4.

⁶ Emerson, H. N., Oil No. 1 Transportation Job, in: The Oil and Gas Journal, Tulsa, 18. 11. 1957, S. 227.

Tab. 14:

Die Entwicklung der Rohrleitungen in Nigeria in den Jahren 1958 bis 1964

Jahr	Rohölpipelines					Erdgaspipelines					
	jährl. Inbetriebnahme		Gesamtlänge		Transportmenge in 1000 t	jährl. Inbetriebnahme		Gesamtlänge		Transportmenge	
	in Meilen	in km	in Meilen	in km		in Meilen	in km	in Meilen	in km	in Mill. cf.	in Mill. m ³
1958	89	143	89	143	245	—	—	—	—	—	—
1959	19	31	108	174	538	—	—	—	—	—	—
1960	—	—	108	174	828	—	—	—	—	—	—
1961	29	47	137	221	2224	—	—	—	—	—	—
1962	—	—	137	221	3368	—	—	—	—	—	—
1963	7	11	144	232	3695	10	16	10	16	1050	29,7
1964	44	71	188	303	5783	18,5	30	28,5	46	1794	50,8

Zusammengestellt und berechnet nach Tab. 15 und Tab. 16.

tung soll von Opukushi über Nun River nach Rumuekpe führen, um dort auf die Trasse der Trans-Niger-Pipeline zu stoßen.

Das gesamte bisher dargestellte Rohrleitungssystem hat die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria erbaut. Von den „newcomers“ nahm bis 1965 nur Gulf Oil eine Rohölpipeline in Betrieb. Es handelt sich dabei um eine Unterwasserpipeline, die das offshore-Feld Okan mit dem Ankerplatz der Hochseetanker verbindet. Bei einem Durchmesser von 26" beträgt die maximale Massenleistungsfähigkeit dieser Rohrleitung ca. 20 Mill. jato. Der von der Gulf Oil gewählte Durchmesser kann als weiterer Beweis für die reichen offshore-Vorräte gewertet werden. Die Leistungsfähigkeit des exportorientierten Rohrleitungssystems, die neben der Geschwindigkeit des Beförderungsaktes vom Durchmesser der Rohrleitung abhängt, betrug 1965 in Nigeria 41,5 Mill. jato und wird bis 1967 auf ca. 60—65 Mill. jato gesteigert werden. Diese Werte sind für Energieproduktionsprognosen von ausschlaggebender Bedeutung, da in der Rohölfwirtschaft Investitionen auf dem Transportsektor als Indikator für die von den Erdölgesellschaften geplante Rohölförderung gelten.

Wie aus Tab. 15 zu ersehen ist, betrugen bis Ende März 1965 die Baukosten des Rohrleitungssystems einschließlich der Pumpstationen ca. 4,5 Mill. N£. Bei einer Gesamtlänge der Pipelines von 303 km belaufen sich die durch-

schnittlichen Kosten je km auf ca. 14 800 N£. Die unterschiedlichen Baukosten je km, die Tab. 15, Spalte 6 widerspiegelt, haben ihre Ursache im verschiedenen Durchmesser der Pipelines, hängen aber auch in entscheidendem Maß von der Geländeführung der Rohrleitung ab. Als Beispiel für den Einfluß der Naturbedingungen auf die Baukosten von Rohrleitungen sei die Pipeline von Afam über Bomu nach Bonny mit einem einheitlichen Durchmesser von 12" herausgegriffen. Die Baukosten für die Teilstrecke Afam-Bomu betrugen je km ca. 11 200 N£; diese Strecke führte hauptsächlich durch tropischen Sekundärregenwald. Die Linienführung Bomu-Bonny jedoch mußte auf einer Länge von 6 km durch Mangrovensümpfe und 16 km im Flußbett des Bonny River in einer Tiefe bis zu 21 m verlegt werden, so daß sich die Baukosten pro km auf über 18 000 N£ beliefen.

Die Aufgabe des bisher behandelten Rohrleitungssystems ist der Transport des Rohöls vom Förderfeld zum Exporthafen. Daneben besitzt Nigeria noch Erdöl- und Erdgaspipelines, die der Energieversorgung des inländischen Marktes dienen.

So verbinden zwei Rohölpipelines mit einer maximalen Gesamtkapazität von knapp 2 Mill. jato die Felder Imo River, Bomu und Ebubu mit der im Herbst 1965 in Alese Eleme bei Port Harcourt in Betrieb genommenen Raffinerie. Im Januar 1963 wurden die beiden ersten Erdgas-

Tab. 15:

Die wichtigsten Rohölpipelines in Nigeria
Stand: 31. März 1965

Leitungsweg	Beteiligte Gesell- schaft	Länge in Meilen	in km	Durch- messer in Zoll	Gesamtkosten in N£	Kosten in N£ je Meile je km	Jahr der Inbetrieb- nahme
bis zum 31. März 1965 in Betrieb genommene Pipelines							
Oloibiri-Kugbo Creek	Shell-BP	7	11	8	1 044 000	16 312,5	1958
Kugbo Creek-Port Harcourt	"	57	92	10	172 000	6 880,0	1958
Afam-Port Harcourt	"	25	40	6	252 000	18 000,0	1959
Bomu-Afam	"	14	23	12	19 000	3 800,0	1959
Ebubu-Obigbo	"	5	8	4	525 000	29 166,7	1961
Bonny-Bomu	"	18	29	12	45 000	7 500,0	1961
Imo River-Oza	"	6	10	6	145 000	29 000,0	1961
Oza-Afam	"	5	8	10	72 000	10 285,7	1963
Agbada-Umuechem	"	7	11	8	1 475 000	81 944,4	1964
Bonny-Bomu	"	18	29	24	733 000	28 192,3	1964
Bomu-Agbada	"	26	42	20			
am 31. März 1965 im Bau befindliche Pipelines							
Agbada-Rumekpe	Shell-BP	19	31	20			1965
Rumekpe-Uzere	"	59,5	96	18			1965
Uzere-Eriemu	"	6	10	16			1965
Eriemu-Ughelli	"	9	15	10			1965
Eriemu-Kokori	"	6	10	8			1965
Korokoro-Afam	"			8			1965
Nkpoku-Ebubu	"			8			1965
Imo River-Alese Raffinerie	"	15,5	25	6			1965
Ebubu-Alese Raffinerie	"	3,5	6	8			1965
Okan-Tankerankerstelle	Gulf Oil	6,5	10	26			1965

Zusammengestellt nach:

The Shell-BP Story, Port Harcourt, a. a. O., S. 39.

Annual Report of the Petroleum Division for the Year 1962—63, a. a. O., S. 15.

Annual Report of the Petroleum Division for the Year 1963—64, a. a. O., S. 15.

Monthly Petroleum Information, Federal Ministry of Mines and Power, Lagos, March 1965, S. 2.

Tab. 16:

Die Erdgaspipelines in Nigeria
Stand: 31. März 1965

Leitungsweg	Beteiligte Gesell- schaft	Länge in Meilen	in km	Durch- messer in Zoll	Jahr der Inbetrieb- nahme
bis zum 31. 3. 1965 in Betrieb genommene Pipelines					
Afam-Afam (ECN)	Shell-BP	6,5	10,5	8	1963
Apara-Trans-Amadi (ENDC)	Shell-BP	3,5	5,6	5,5	1963
Imo River-Aba	Shell-BP	18,5	29,8	6	1964
am 31. 3. 1965 im Bau befindliche Pipelines					
Korokoro-Afam (ECN)	Shell-BP	5	8,0	8	1965
Bomu-Alese Raffinerie	Shell-BP	16	25,8	8	1965

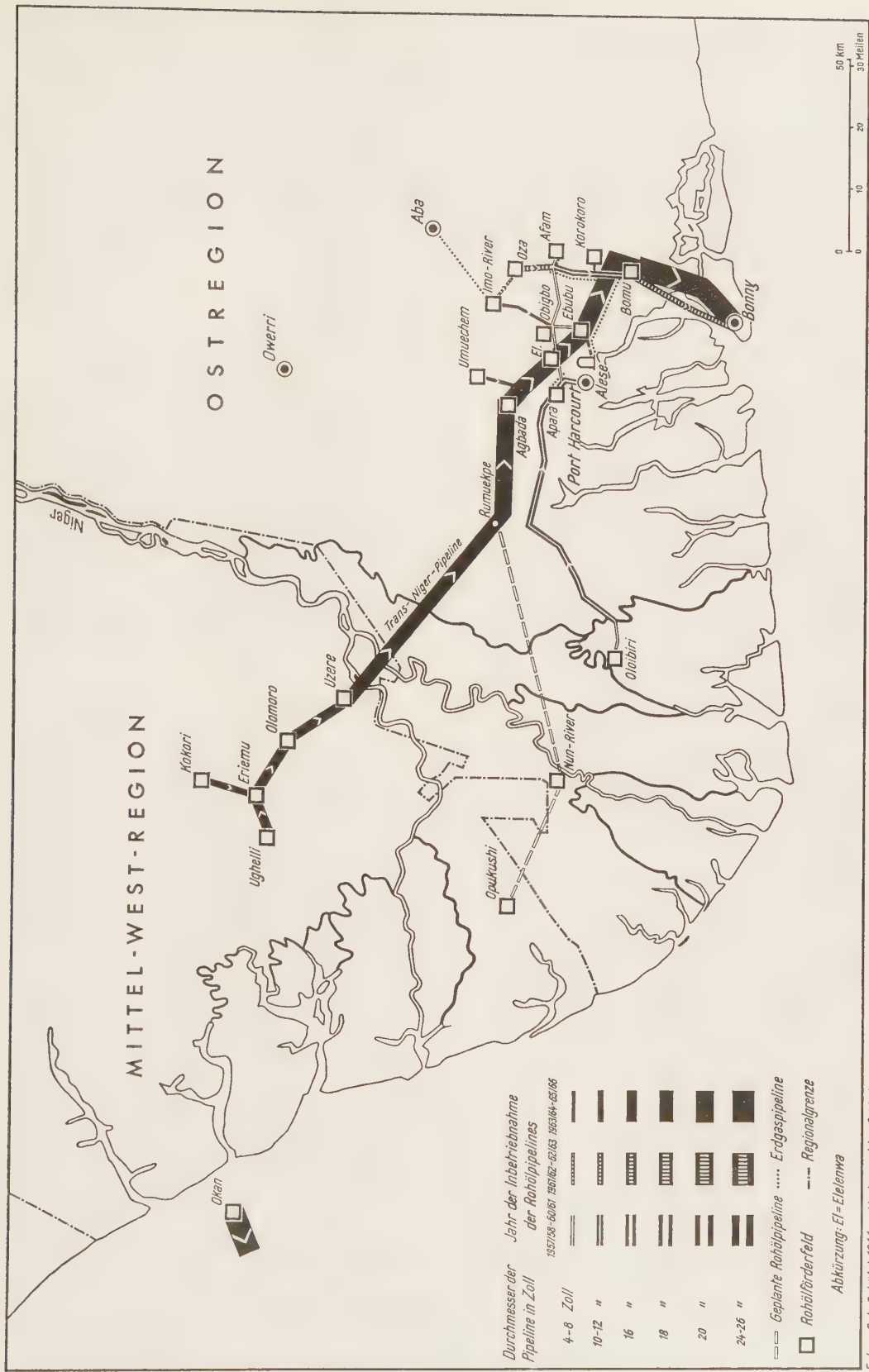
Zusammengestellt nach:

Annual Report of the Petroleum Division for the Year ended 31 st. March 1963, a. a. O., S. 4.

Annual Report of the Petroleum Division for the Year 1963—64, a. a. O., S. 8.

The Shell-BP Story, Port Harcourt 1965, a. a. O., S. 15.

Monthly Petroleum Information, Federal Ministry of Mines and Power, Lagos, January 1965, S. 3.



Entwurf: L. Schälzel 1966 - Kartographie: G. Höch

Abb. 11: Das Rohrleitungsnetz Nigerias Stand: 31.3.1965

Zusammengestellt nach Tabelle 15 und der Kartenbeilage zum Annual Report of the Petroleum Division for the Year 1963—64, a. a. O. 1 Zoll = 0,0254 m

rohrleitungen in Nigeria, die das Erdölfeld Afam mit dem Elektrizitätswerk der Electricity Corporation of Nigeria (ECN) in Afam und das Feld Apará mit der Trans-Amadi-Industriezone verbinden, eröffnet. Die maximale Leistungsfähigkeit der Afam-ECN Pipeline beträgt ca. 205 Mill. m³ im Jahr, die der Apará-Trans-Amadi-Linie ca. 50 Mill. m³; die tatsächliche Transportmenge war 1964 mit 44 bzw. 57 Mill. m³ jedoch erheblich geringer⁷. Seit September

1964 verbindet die erste Aluminium-Hochdruckrohrleitung Afrikas das Imo River-Feld mit der 80 km entfernten Stadt Aba. In Zukunft dürften Aluminiumpipelines für den Erdgastransport in Nigeria an Bedeutung gewinnen, da sie gegen Korrosionsschäden sehr widerstandsfähig sind. Zwei weitere Erdgasleitungen von Korokoro zum Elektrizitätswerk Afam und von Bomu zur Alese Eleme Raffinerie waren im März 1965 noch im Bau.

b) DIE ROHÖLVERSCHIFFUNG

1. Der Rohölhafen Port Harcourt als Übergangslösung

Vom Januar 1958 bis zum April 1961 wurde das gesamte in Nigeria geförderte Rohöl von Port Harcourt aus exportiert. In den ersten Jahren der Rohölgewinnung war Port Harcourt als Ausfuhrhafen aus zwei Gründen besonders geeignet. Einmal war die Stadt, die 40 km vom Atlantik entfernt am Bonny River liegt, im Zentrum der damals erschlossenen Rohölfelder, zum anderen besaß sie, als zweitgrößte Hafenstadt Nigerias, bereits zahlreiche für den Rohöllexport notwendige Hafeneinrichtungen. Zur Durchführung der ersten Rohölexporte mußten lediglich zwei Rohöllagertanks mit einer Gesamtkapazität von ca. 94 000 Barrels neu errichtet werden⁸. Port Harcourt hatte für die Rohölverschiffung aber auch einen entscheidenden Nachteil. Wegen der geringen Tiefe der Fahrrinne des Bonny River und wegen einer Sandbarre, die der Mündung des Bonny River vorgelagert ist, kann Port Harcourt bei niedrigem Wasserstand nur von Schiffen mit einem Tiefgang bis zu 6,1 m angelaufen werden. Dies entspricht einem vollbeladenen Tanker von ca. 9 000 dtw. Da Tanker dieser Größenordnung für die Hochseeschifffahrt unwirtschaftlich sind, wurde beispielsweise der 18 000 t Tanker Hemifusus, der am 17. Februar 1958 zum erstenmal nigerianisches Rohöl exportierte, in Port Harcourt nur mit 9 000 t beladen. Ein Pendel-

tanker begleitete den Hochseetanker bis zu einem Ankerplatz jenseits der Bonny Barriere, die etwa 13 km von der Küste entfernt ist, wo weitere 9 000 t zugeladen wurden⁹. Mit zunehmender Förderung entsprach diese zeitraubende und kostspielige Rohölverschiffung nicht mehr den gegebenen Anforderungen. Zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit des nigerianischen Rohöls ergab sich für Shell-BP die Errichtung eines leistungsfähigen Erdölhafens als zwangsläufige Notwendigkeit.

2. Der Rohölhafen Bonny

Bei der Standortwahl des neuen Rohölexporthafens ging Shell-BP von der Konzeption aus, daß das gesamte in Port Harcourt-, der Ughelli- und der Nun River-Area geförderte Rohöl durch einen einzigen Hafen auszuführen sei¹⁰. Von 11 möglichen Standorten entlang der Küste wurde nach eingehenden geologischen, hydrologischen und topographischen Untersuchungen die Bonny Beach, am Ostufer der Mündung des Bonny River gelegen, als geeignetster Standort für den Ölhafen ausgewählt. Der neue Hafen liegt unweit des heute völlig unbedeutenden Fischerstädtchens Bonny, das Mitte des vorigen Jahrhunderts noch das politische und wirtschaftliche Zentrum des Nigerdeltas war. Von hier aus wurden beispielsweise im Jahre 1840 etwa 14 200 t Palmöl nach England verschifft¹¹. Der Ölhafen Bonny wurde im April 1961 in Be-

⁷ o. V., Nigeria's first Gas Pipelines, in: Oil Search Bulletin, No. 67, Port Harcourt, April 1962, S. 1.

⁸ o. V., Port Harcourt Storage Terminal Tanks Completed, in: Oil Search Bulletin, No. 16, Owerri, August 1957, S. 1.

⁹ o. V., First Shipment of Nigerian Oil, in: Oil Search Bulletin, No. 22, Owerri, February 1958, S. 1.

¹⁰ Robinson, M. S., Nigerian Oil: Prospects and Perspectives, in: The Nigerian Journal of Economic and Social Studies, Vol. 6, No. 2, Ibadan, July 1964, S. 222 f.

¹¹ o. V., History repeats itself, in: Oil Search Bulletin, No. 60, Port Harcourt, August 1961, S. 1.

trieb genommen. Die anfängliche Ausstattung des Hafens umfaßte 4 Rohöllagertanks mit einer Gesamtkapazität von 415 000 Barrels und drei Dieselverladepumpen mit einer Leistungsfähigkeit von 1 500 t/Std. Die Kosten für den Bau des Rohölterminus beliefen sich bis zum Jahre 1961 auf ca. 725 000 N£, wobei die fehlende Landverbindung — der Hafen liegt auf einer Deltainsel — den Bau erheblich erschwerte und verteuerte¹². Mit steigendem Verladebedarf wurde, wie die Tab. 17 zeigt, im Jahre 1963 die Tankraumkapazität für die Zwischenlagerung des Rohöls auf ca. 840 000 Barrels und 1965 auf 1 240 000 Barrels erhöht. Zwei weitere Be-

hälter mit zusätzlichem Lagerraum für 470 000 Barrels Rohöl waren am 31. 3. 1965 im Bau, vier Tanks mit einer Kapazität von 800 000 Barrels projektiert. In positiver Korrelation zur Erweiterung des Lagervolumens stand die wachsende Verladekapazität des Hafens. Die Leistungsfähigkeit der Verladeeinrichtungen stieg von 1 500 t/Std. 1961 auf ca. 4 300 t/Std. im Jahre 1965¹³. Diese Steigerung der Ladegeschwindigkeit bedeutet, daß 1961 in 12 Stunden ein 18 000 t Tanker, 1965 in der gleichen Zeit jedoch ein 50 000 t Tanker beladen werden konnte.

Tab. 17:

Die Kapazität der Rohöltanklager in den nigerianischen Exporthäfen
Stand: 31. März 1965

Rohölhafen	Kapazität des Tanks in Barrels	Jahr der Inbetriebnahme
<i>Port Harcourt</i>		
Tank Nr. 1	42 000	1958
Tank Nr. 2	52 000	1958
<i>Bonny Terminus</i>		
Tank Nr. 1	110 000	1961
Tank Nr. 2	110 000	1961
Tank Nr. 3	110 000	1961
Tank Nr. 4	85 000	1961
Tank Nr. 5	212 000	1963
Tank Nr. 6	212 000	1963
Tank Nr. 7	200 000	1965
Tank Nr. 8	200 000	1965
Tank Nr. 9	ca. 235 000	31. 3. 1965 im Bau
Tank Nr. 10	ca. 235 000	31. 3. 1965 im Bau
<i>Okan</i>		
Tank Nr. 1 (Unterwassertank)	386 000	1965

Zusammengestellt nach:

- o. V., Bonny Terminal is Progressing, in: Oil Search Bulletin, No. 57, Port Harcourt, April 1961, S. 1.
- o. V., Bonny Capacity to be doubled, in: Oil Search Bulletin, No. 66, Port Harcourt, March 1962, S. 4.
- o. V., Focus on Bonny, in: Shell-BP Bulletin, No. 8, Port Harcourt, March/April 1964, S. 4.
- o. V., Nigieren, Erste Ölausfuhren durch Gulf, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 5, Mai 1965, S. 190 f.

3. Die Überwindung der Bonny Barriere

Die Verlegung der Erdölausfuhr von Port Harcourt nach Bonny verringerte die Schwierigkeiten bei der Rohölverschiffung, da im Hafen von Bonny auf Grund seiner genügend großen Wassertiefe Tanker aller Größenordnungen ankeren können. Aber weiterhin behinderte die der Mündung des Bonny River vorgelagerte Sandbank die Einfahrt von größeren Schiffen zum Hafen. Bei niedrigstem Wasserstand ist es nur Tankern mit einem maximalen Tiefgang von 6,1 m, d. h. nur 9 000 t Tankern möglich, die Bonny Barre mit voller Ladung zu passieren. Simultan mit der Errichtung des Hafens Bonny wurde darum der Bau einer Fahrrinne begonnen, die in drei Baustufen bis 1967/68 fertiggestellt sein soll.

In der ersten Baustufe, die vom Mai 1959 bis zum April 1961 reichte, wurde eine Fahrrinne von über 9 000 m Länge, einer Sohlenbreite von 160 m und einer Tiefe — bei niedrigstem Wasserstand — von 8,2 m ausgebaggert; insgesamt mußten dafür 4 Mill. m³ Schlamm, Erde und Steine bewegt werden. Die Kosten der ersten Ausbaustufe beliefen sich auf 1,28 Mill. N£¹⁴. Unabhängig von den Gezeiten war nun der Transit von 18 000 t Tankern mit voller Ladung möglich. Der erste Tanker, der die Bonny Fahrrinne passierte, war die britische Fame mit einer Rohölladung von 15 000 t. Größere Tanker dagegen konnten auch jetzt nur teilweise beladen werden, so daß man das alte System fortsetzte, diese Schiffe mittels Pendeltankern,

¹² o. V., The Terminal, in: Oil Search Bulletin, No. 60, Port Harcourt, August 1961, S. 1.

¹³ The Shell-BP Story, Port Harcourt, a. a. O., S. 20.

¹⁴ o. V., The Terminal, in: Oil Search Bulletin, No. 60, a. a. O., S. 1.

die eine maximale Ladefähigkeit von 12 000 t hatten, jenseits der Sandbank vollzuladen. So wurde der 35 000 t Tanker Vibex am 31.3. 1961 an der Mole in Bonny mit 19 500 t und außerhalb der Bonny Barre mit zusätzlichen 11 500 t Rohöl beladen.

Die Fahrrinne der Bonny Barre wurde in einer zweiten Ausbauphase von November 1963 bis Ende 1964 auf eine Tiefe von 10,7 m und eine Sohlenbreite von 190 m erweitert; man trägt damit der Entwicklung der Hochseeschifffahrt zu immer größer werdenden Schiffseinheiten Rechnung. Insgesamt wurden in dieser zweiten Ausbauphase 16 Mill. m³ Erde bewegt¹⁵. Bei niedrigstem Wasserstand können nun 33 000 t Tanker, bei Flut sogar 47 000 t Tanker vollbeladen die Fahrrinne passieren. Aus Tabelle 18 ist klar zu erkennen, daß der Ausbau der Bonny Barriere sich in der erhöhten Ladekapazität der Tanker widerspiegelt. Allein durch die Vertiefung der Fahrrinne von 8,2 auf 10,7 m, verbunden mit einer Steigerung der Transitzkapazität der Tanker von 18 000 t auf mindestens 33 000 t, konnten die Transportkosten des nigerianischen Rohöls von Bonny nach Westeuro-

pa pro beförderter Tonne um 3—4 Shilling gesenkt werden. Die Transitzkapazität der Bonny Barre ist seit der Beendigung der zweiten Ausbaustufe so groß wie die des Suezkanals¹⁶. Nach Fertigstellung der dritten Baustufe in den nächsten Jahren, deren Ziel die Fahrtiefe von 13,7 m ist, kann der Hafen Bonny von 100 000 t Tankern angelaufen werden. Die Dringlichkeit der Vertiefung der Fahrrinne der Bonny Barre soll Tabelle B I (Anhang) verdeutlichen; sie zeigt einige Tankerumschlaghäfen mit Anlegeplätzen, die selbst die für den Bonny Kanal geplante Fahrtiefe von 13,7 m zum Teil beträchtlich übertreffen.

Während die erste Ausbauphase allein die Shell-BP finanzierte, liegt die Erhaltung, Erweiterung und Vertiefung der Bonny Barre seit 1963 in den Händen der Nigerian Ports Authority. Finanziert wird die zweite Ausbaustufe durch einen N£ 4,25 Mill. Kredit, der 1963 am Londoner Kapitalmarkt aufgenommen wurde. Die Kreditkosten sind durch die Hafengebühren gedeckt, die von der Shell-BP an den Staat abgeführt werden müssen. Für jede Tonne Rohöl, die Bonny verläßt, hat Shell-BP 3 s 4 d zu ent-

Tab. 18:

Die zunehmende Größe der Rohöltanker, die die Bonny Barriere passierten

Rohöltanker	Zeitpunkt der Passage	Ladefähigkeit der Tanker in dwt.	tatsächlich beförderte Passage-menge in t	Tiefe der Fahrrinne der Bonny Barre bei Ebbe	
				in Fuß	in m
Hemifusus	17. 2. 1958	18 000	9 000	20	6,1
Fame	25. 2. 1961	18 000	15 230	28	8,5
Vibex	31. 3. 1963	35 000	19 500	28	8,5
Lianishen	11. 1963	33 000	26 000	ca. 30	9,1
Tarim	8. 8. 1964	40 000	37 424	35	10,7
Ondina	13. 12. 1964	50 000	47 000	35	10,7

Zusammengestellt nach:

o. V., First Tanker passes through dredged Bonny Channel, in: Oil Search Bulletin, No. 56, March 1961, Port Harcourt S. 1.

o. V., First 40 000 Ton Oil Tanker in Nigeria, in: NPA news, Lagos, September 1964, S. 2.

o. V., Largest Single Shipment, in: Shell-BP Bulletin, No. 12, Port Harcourt, December 1964/January 1965, S. 3.

¹⁵ Nigerian Ports Authority, Ninth Annual Report, for the Year ended 31. st. March 1964, Lagos 1964, S. 68.

¹⁶ Dabei ist noch zu berücksichtigen, daß nach einer Berechnung der „Intascale“ (International Tanker Nominal Freight Scale) die Frachtgebühren je t Erdölladung für die Hin- und Rückfahrt durch den Suezkanal 6 s 3 d betragen.

richten und außerdem sind 1 s 8 d pro Netto-registertonne eines Tankers, der den Hafen anläuft, zu zahlen; dies entspricht etwa einer zusätzlichen Belastung von 8 d je Tonne exportierten Rohöls. Insgesamt sind also für jede ausgeführte Tonne Rohöl von den Erdölgesellschaften 4 s Hafengebühren zu entrichten¹⁷. Vom Standpunkt der Erdölgesellschaften gesehen wird der transportkostensenkende Effekt des Ausbaus der Bonny Fahrrinne von 8,2 auf 10,7 m durch die zu entrichtenden Hafengebühren kompensiert.

4. Das Mündungsgebiet des Escravos River als möglicher Standort für einen Rohölhafen in der Mittel-West-Region

Seit März 1965 wird in der Mittel-West-Region in der Ughelli Area durch Shell-BP und in dem offshore Feld Okan durch Gulf Oil Erdöl gefördert. Shell-BP transportiert das gesamte Rohöl in der Trans-Niger-Pipeline nach dem ca. 225 km entfernten Bonny, das in der Ost-Region liegt. Die Nigerian Gulf Oil Company befördert das Rohöl von der Förderplattform des Feldes Okan, etwa 11 km vor der Mündung des Escravos River gelegen, in einer 10 km langen Pipeline unter dem Meeresspiegel in einen schwimmenden Vorratstank und von dort aus 1 km weiter direkt zu der jenseits der Escravos Sandbank gelegenen Anlege- und Ladestelle der Tankschiffe. Der schwimmende Vorratstank, der durch das Zusammenschweißen der Bughälften zweier außer Dienst gestellter 29 000 t Rohöltanker entstand, hat eine Kapazität von 386 000 Barrels. Das von Gulf Oil geförderte Rohöl wird also von der Mittel-West-Region aus exportiert, und zwar ohne Benutzung eines Rohölausfuhrhafens im traditionellen Sinn.

Mit zunehmender Rohölförderung in der Mittel-West-Region und dem damit steigenden Transportvolumen wird der Bau eines eigenen Exporthafens zu einer wirtschaftlich immer dringenderen Notwendigkeit. Nach den gegenwärtig vorliegenden Untersuchungen scheint vor allem aus zwei Gründen das Mündungsgebiet des Es-

cravos River der günstigste Standort für einen neuen Erdölhafen zu sein:

1. Die umfangreichen offshore Ölfelder der Gulf Oil liegen in unmittelbarer Nähe der Mündung des Escravos River.
2. Nach einer Untersuchung der niederländischen Firma NEDECO im Jahre 1954, in der vier Mündungsarme des Nigers, und zwar der Benin-, Escravos-, Forcados- und Ramos-River hinsichtlich ihrer Ausbaufähigkeit zur Verbesserung der Verkehrserschließung der Deltahäfen Sapele, Warri, Burutu und Koko geprüft wurden, besitzt der Escravos River die besten Voraussetzungen für die Vertiefung der Fahrrinne¹⁸.

Bis zum Jahre 1964 wurde daraufhin im Auftrag der nigerianischen Regierung u. a. die Escravos Barre von ursprünglich 3,7 m bis zu einer Tiefe von 6,4 m ausgebaggert. Die Koordination des Baues eines neuen Ölhafens mit dem bereits laufenden Ausbauprogramm „Escravos River“ wäre zweifellos für beide Projekte von Vorteil.

Die Kosten für den Bau des Rohölhafens dürften, nimmt man die Ausgaben der Shell-BP für den Hafen Bonny als Grundlage, bei einer Lagerkapazität der Rohöltanks von 1,2 Mill. Barrels, maximal 2 Mill. N£ betragen. Anders wie beim Hafen Bonny, der ausschließlich von Shell-BP gebaut wurde, könnte der neue Erdölterminus von einem Konsortium, bestehend aus den in der Mittel-West-Region tätigen Erdölgesellschaften finanziert werden¹⁹. Die Kosten für den Ausbau der Fahrrinne durch die Escravos Sandbank einschließlich der Erweiterung und Vertiefung des Escravos River werden auf 6 bis 10 Mill. N£ geschätzt. Die Finanzierung dieses Projekts könnte, ähnlich der Finanzierung der zweiten Ausbaustufe der Bonny Barre, von der Regierung Nigerias durch Inanspruchnahme von internationalen Krediten übernommen werden. Bei den zu erwartenden Rohölfördermengen in der Mittelwest-Region wäre die Amortisation des Kredites durch die Hafengebühren von durchschnittlich 4 s je exportierter Tonne Rohöl gesichert.

¹⁷ o. V., Shell-BP's Financial Arrangements with Government, o. O. ECO/EAC, 24. 10. 64.

¹⁸ Vgl. hierzu: NEDECO, Western Nigeria Delta Report on Investigation, The Hague, December 1954; Appendixes A, B, C, D, E and F of main Report, The Hague, March 1955.

¹⁹ Neben Shell-BP und Gulf Oil, die bereits Rohöl in der Mittel-West-Region fördern, haben Tennessee, Phillips, Agip und SAFRAP hier Konzessionen erworben.

II. DER EXPORT VON ROHÖL UND ERDGAS

a) DIE ENTWICKLUNG DER ROHÖLEXPORTE NIGERIAS

1. Die Mengen- und Preisentwicklung

Vom Beginn der Erdölförderung im Jahre 1958 bis zum Jahre 1964 wurde das gesamte in Nigeria gewonnene Rohöl ausgeführt. Wie aus Tab. 19 zu ersehen ist, stieg die Exportmenge in diesem Zeitraum von 245 000 t auf ca. 5,78 Mill. t. Der Verkaufserlös für Rohöl wuchs von knapp 1 Mill. N£ 1958 auf über 32 Mill. N£ 1964. Insgesamt exportierte Nigeria bis zum Jahre 1964 ca. 16,7 Mill. t Rohöl im Werte von 88,6 Mill. N£. Daraus errechnet sich ein durchschnittlicher tatsächlich realisierter Exportpreis je Tonne von 5,3 N£. Im Gegensatz zum sinkenden Weltmarktpreis für Rohöl — begründet durch die zum Teil hohe Rabattgewährung auf die offiziellen Listenpreise — ist in Nigeria als Tendenz eine relative Konstanz der realisierten Verkaufserlöse festzustellen, die im Jahre 1964 mit einem Exportpreis von 5,54 N£ je Tonne sogar ihren Maximalwert erreichten. Ein Hauptgrund für diese Preisstabilität ist in der Marktstellung und in dem preispolitischen Verhalten der bis 1964 einzigen Fördergesellschaft Nigerias, der Shell-BP, zu suchen. Die Weltkonzerne Shell und BP verarbeiten insgesamt gesehen mehr Rohöl als sie selbst fördern, d. h. sie müssen von anderen Gesellschaften zukaufen. Wesentlicher Bestandteil ihrer Firmenpolitik ist daher, das in Nigeria wie alles übrige in der Welt von ihnen geförderte Rohöl in eigenen Absatzorganisationen zu vermarkten, mit der Auswirkung, daß das nigerianische Rohöl bis 1964 dem Preisdruck der unabhängigen Verarbeiter nicht unmittelbar ausgesetzt war. Darüberhinaus sind integrierte Gesellschaften wie Shell und BP aus steuerpolitischen Gründen bestrebt, den Gesellschaftsgewinn in der Gewinnungsstufe und nicht in der Verarbeitungs- bzw. Marketingstufe abzuschöpfen²⁰; durch diese Konzernpolitik werden die Preise für Rohöl aufgebläht, die Preise für Erdölprodukte dagegen niedrig gehalten. Diese Poli-

tik gewährt den Rohölförderländern — vielfach Entwicklungsländer — über die erhöhten Preise für Rohöl einen zusätzlichen Gewinn. Auch in den nächsten Jahren dürften sich die Exportpreise nigerianischen Rohöls nicht grundlegend ändern, da nur integrierte Gesellschaften nach Rohöl suchen. Allerdings ist ein Absinken der Verkaufspreise im geringen Umfang möglich, da beispielsweise Gulf Oil, im Gegensatz zu Shell erheblich mehr Rohöl in der Welt fördert als in den eigenen Absatzorganisationen benötigt wird und daher an unabhängige Verarbeiter verkaufen muß. So konnte beispielsweise Gulf Oil das 1965 von Nigeria nach Brasilien exportierte Rohöl nur unter erheblichen Preiszugeständnissen absetzen. Grundsätzlich kann gesagt werden, daß, je höher der Anteil integrierter Erdölgesellschaften ist, die in einem Land Rohöl fördern und je geringer der Anteil unabhängiger Rohölverarbeiter ist, an die verkauft wird, desto stabiler sind die Rohölverkaufspreise.

Bei der Beurteilung der Höhe der Rohölpreise ist zu beachten, daß die Preise von den Dichtegraden des Erdöls abhängig sind und mit zunehmenden API-Dichtegraden steigen. Bei nigerianischen Exporten handelt es sich zum Großteil um Rohöl mit einer Dichte von 34° API, dessen durchschnittlicher realisierter Exportpreis ca. 2,1 US-Dollar je Barrel beträgt. Eine Veränderung der Dichte des ausgeführten Rohöls um $\pm 1^\circ$ API hat eine Preisänderung von ± 2 Cents zur Folge²¹.

Ein internationaler Vergleich der Rohölpreise ist problematisch, da es sich bei den nigerianischen Verkaufspreisen um „realised prices“ handelt, während in den meisten übrigen Förderländern von den Erdölgesellschaften nur offizielle Listenpreisnotierungen bekanntgegeben werden. Unter Berücksichtigung der in den einzelnen Fördergebieten üblichen Rabatte und der unterschiedlichen Dichtegrade liegen die in Nigeria erzielten Verkaufspreise erheblich unter

²⁰ Penrose, Edith, *Middle East Oil, The International Distribution of Profits and Income Taxes*, in: *Economica*, London, August 1960, S. 203 ff.

²¹ Persönliche Mitteilung der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria, Economic Department, Port Harcourt, März 1965.

Tab. 19: *Der Rohölexport Nigerias in Tonnen und N£*

Jahre	Menge in Tonnen	Wert in N£	Preis je Tonne in N£ (fob)
1958	244 994	978 823	4,00
1959	537 824	2 702 060	5,02
1960	827 702	4 408 288	5,33
1961	2 224 140	11 545 530	5,19
1962	3 367 504	16 738 880	4,97
1963	3 694 981	20 175 740	5,46
1964	5 782 608	32 056 802	5,54
1965 ^a	13 400 000	71 000 000	5,30

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle B III (Anhang).

^a geschätzte Werte.

den Marktnotierungen in Venezuela, andererseits aber auch deutlich über den Preisen am Persischen Golf. Sie entsprechen in etwa den repräsentativen Marktpreisen des im Mittelmeerraum angebotenen Rohöls aus Nordafrika und aus den Ländern Saudi-Arabien und Irak.

2. Die Bestimmungsländer der Rohölexporte

Unter den Rohölbezugsländern Nigerias nimmt Großbritannien, wie Abb. 12 zeigt, eine dominierende Stellung ein. Seit Beginn der Rohölausfuhren war Großbritannien der bedeutendste Abnehmer, der bis 1964 mehr als 68 % aller nigerianischen Rohölexporte bezog. An zweiter Stelle steht die Bundesrepublik Deutschland, die 1962 erstmals nigerianisches Rohöl einfuhrte; ihr Anteil beträgt 17,4 % der gesamten Rohölexporte Nigerias. Mit deutlichem Abstand folgen die Beneluxstaaten mit 7,8 % und Ghana mit 4,3 %. Daneben wurden noch relativ geringe Mengen nach Frankreich, Marokko und in niederländische Besitzungen in Amerika verschifft.

Eine Zusammenfassung der Bestimmungsländer der Rohölexporte Nigerias nach größeren Wirtschaftsräumen zeigt, daß 95 % aller Ausfuhren nach Westeuropa, 4,5 % nach Afrika und 0,5 % nach Amerika exportiert wurden.

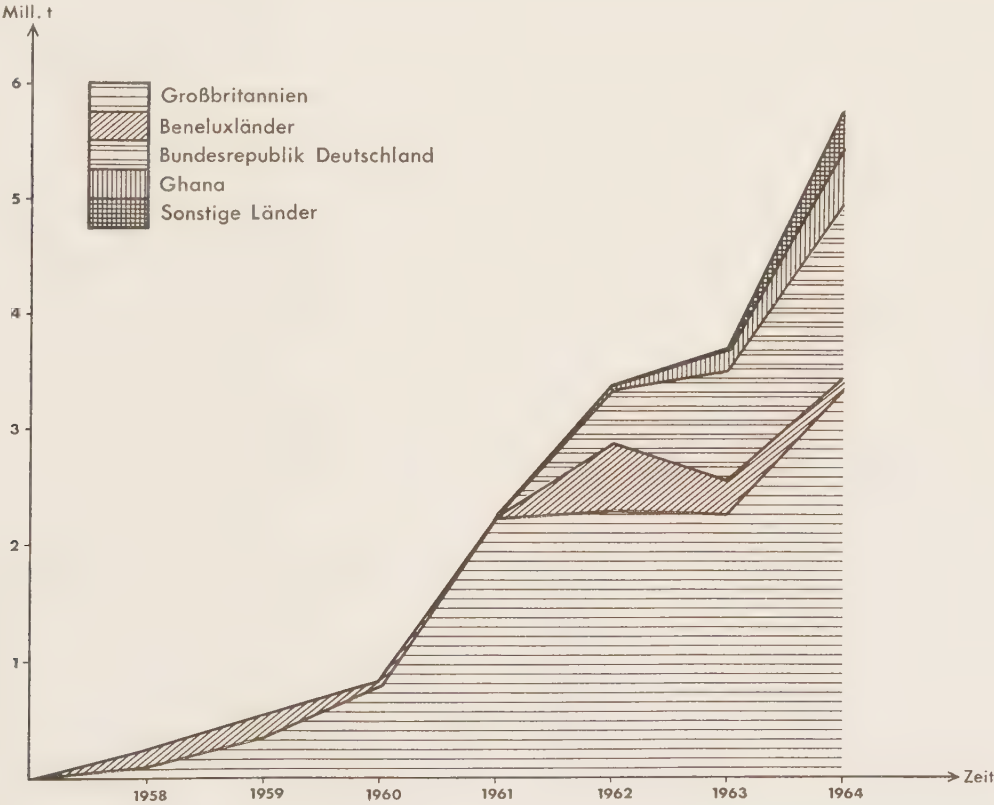


Abb. 12: *Der Rohölexport Nigerias nach Bestimmungsländern in Mill. t*

Zusammengestellt nach Tabelle B III (Anhang).

b) ANALYSE DER ABSATZMÄRKTE FÜR NIGERIANISCHES ROHÖL

1. Der westeuropäische Absatzmarkt²²

Die Nachfrage nach Erdölerzeugnissen ist in Westeuropa, wie Tabelle B IV zeigt, im Zeitraum von 1959 bis 1965 von 157,1 Mill. t auf 350,0 Mill. t emporgeschneit. Da die Rohöleigenförderung, die in dieser Zeitspanne von 12,7 Mill. t auf 18,8 Mill. t anstieg, nur einen geringen Teil der Nachfrage zu decken vermag, ist Westeuropa heute zum größten Erdölimporteur der Welt herangewachsen. Das Mineralöldefizit wird im wesentlichen durch Einfuhren von Rohöl geschlossen und nur im kleineren Umfang durch die Einfuhr von Erdölfertigprodukten. Der Einfuhrüberschuß von Derivaten betrug 1959 18,4 Mill. t, 1965 32,9 Mill. t. Die Rohöleinfuhr ist im Untersuchungszeitraum 1959 bis 1965 von 143 Mill. t auf 326,3 Mill. t angewachsen, was einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von knapp 15 % entspricht. Auch in Zukunft ist mit einem starken Anwachsen der Rohölimporte zu rechnen, da bis zum Jahre 1970 ein jährliches Wachstum des Mineralölverbrauchs Westeuropas von durchschnittlich 9 % erwartet wird, andererseits aber der Entwicklung der Eigenförderung enge Grenzen gesetzt sind und die Erzeugnisimporte, als Folge der sich ständig vergrößernden Raffineriekapazitäten in Westeuropa, eingeschränkt werden dürften²³.

Gleichzeitig mit den steigenden Rohöleinfuhren verbreiterte sich die geographische Streuung der Bezugsquellen. Wie aus den Berechnungen in Tab. B VI hervorgeht, trat in der Rohölversorgung der fünf dominierenden Importgebiete Westeuropas (Großbritannien, Italien, die BRD, Frankreich und die Beneluxstaaten), auf die im Durchschnitt der letzten Jahre 90 % der gesamten Rohölimporte Westeuropas entfielen, ein struktureller Wandel ein. Noch 1959 hatte der Nahe Osten in der Rohölversorgung dieser Länder mit 82,4 % der Lieferungen die absolute Vorherrschaft, der Rest des Bedarfs wurde größtenteils durch Importe aus dem karibischen Raum (10,3 %) und der Sowjetunion (4,1 %) gedeckt. Bis zum Jahre 1965 sank der Anteil des

Nahen Ostens auf 60,1 %, der des karibischen Raumes auf 6,5 % und der der UdSSR auf 3,4 %. Diese Einbußen erfolgten zugunsten der schnellen Zunahme der Lieferungen aus Afrika, dessen Anteil an der Gesamtversorgung Westeuropas mit Rohöl 1959 nur 0,5 % betrug, 1965 aber mit 29,3 % einen entscheidenden Faktor darstellte. Das wichtigste afrikanische Lieferland ist Libyen, mit deutlichem Abstand gefolgt von Algerien und Nigeria. Da alle drei Länder unter Zugrundelegung der Aufnahmefähigkeit des europäischen Marktes erhebliche Vergrößerungen ihrer Ausbringungsmengen planen, ist für die Zukunft damit zu rechnen, daß sie ihren Anteil an der Gesamtversorgung Westeuropas nicht nur halten, sondern in der Hauptsache auf Kosten der Förderländer des Nahen Ostens vergrößern werden. Die in Europa sich abzeichnende Bevorzugung des afrikanischen Rohöls gegenüber dem des Nahen Ostens ist im wesentlichen begründet in den Frachtkostenvorteilen, die Afrika bietet, wie Tabelle 20 beweist.

Die zunehmende Bedeutung Afrikas für die Rohölversorgung der in Tabelle B VI untersuchten Industriestaaten Westeuropas vollzog sich mit unterschiedlicher Intensität. Während noch im Jahre 1959 der Anteil der Rohölimporte aus Afrika in keinem Land 1 % des Gesamteinfuhrbedarfs überstieg, da die Erschließung der afrikanischen Felder erst in den Anfängen steckte, hatten 1965 die BRD 47,5 %, Frankreich 42,5 %, Großbritannien 27,8 %, die Beneluxstaaten 19,5 % und Italien 9 % der Rohöleinfuhren aus afrikanischen Quellen gedeckt. Noch differenzierter ist die Stellung des nigerianischen Rohöls in der Erdölversorgung der wichtigsten europäischen Mineralölverbrauchsländer.

Bisher spielte Rohöl aus Nigeria nur für Großbritannien, das 1965 6,8 Mill. t importierte — das sind 10,1 % der Gesamteinfuhren — eine größere Rolle. Das Anwachsen der britischen Rohölimporte aus Nigeria vollzog sich unter Zurückdrängung der Länder des Nahen Ostens, deren absolute Exporte nach England zwar in den letzten Jahren relativ konstant um 37 Mill. t schwankten, deren Anteil an der briti-

²² In den internationalen Erdölstatistiken wird unter dem Begriff „westeuropäischer Markt“ der gesamte europäische Kontinent, ausschließlich der sog. Ostblockstaaten, zusammengefaßt.

²³ Die Kapazitäten der Erdölraffinerien Westeuropas vergrößerten sich im Zeitraum 1959 bis 1965 von 190 Mill. t auf 445 Mill. t.

Tab. 20:

Internationaler Vergleich der Rohölpreise und Frachtkosten
in US-Dollars je Barrel (34° API)
Stand: 1963/64

Herkunftsländer Bestimmungsgebiete	Nigeria Bonny	Pers. Golf Ras Tanura	Libyen Brega	Venezuela Puerto la Cruze
1. Westeuropäischer Markt: <i>Rotterdam</i>				
Rohölpreis ^a (fob)	2,13	1,80	2,11	2,76
Frachtkosten ^b	0,53—0,59	0,90—1,00	0,37—0,42	0,51—0,57
	2,66—2,72	2,70—2,80	2,48—2,53	3,27—3,33
2. Südafrikanischer Markt: <i>Durban</i>				
Rohölpreis (fob)	2,13	1,80	2,11	2,76
Frachtkosten	0,43—0,48	0,51—0,59	0,76—0,84	0,73—0,82
	2,56—2,61	2,31—2,39	2,87—2,95	3,49—3,58
3. Nordamerikanischer Markt: <i>Montreal</i>				
Rohölpreis (fob)	2,13	1,80	2,11	2,76
Frachtkosten	0,63—0,70	1,08—1,20	0,52—0,59	0,39—0,44
	2,76—2,83	2,88—3,00	2,63—2,70	3,15—3,20
4. Südamerikanischer Markt: <i>Rio de Janeiro</i>				
Rohölpreis (fob)	2,13	1,80	2,11	2,76
Frachtkosten	0,43—0,48	0,97—1,09	0,68—0,76	0,42—0,47
	2,56—2,61	2,77—2,89	2,79—2,87	3,18—3,73

Zusammengestellt und berechnet nach:

Arthur D. Little, *Energy in Nigeria and attendant Opportunity for Industrial Development*, a. a. O., S. 140.

Robinson, M. S., *Nigerian Oil: Prospects and Perspectives*, a. a. O., S. 221 f.;

Tabelle B II (Anhang).

^a Die nigerianischen Rohölpreise sind sog. „realised prices“, die übrigen Preisangaben basieren auf offiziellen Listenpreisen.

^b Die Spannweite der Frachtkosten berücksichtigt die Unterschiede zwischen verschiedenen Tankergrößen.

schen Rohölversorgung sich jedoch von ca. 80 % 1960 auf 55 % 1965 verminderte. Der Grund für diese starke Partizipation nigerianischen Rohöls am Wachstum der Ölimporte Großbritanniens liegt u. a. in der Unternehmenspolitik der Erdölkonzerne Shell und BP begründet. Diese beiden Gesellschaften ziehen zur Versorgung ihrer Marketinggesellschaften in Großbritannien — die Shell-Mex und die BP gehören zu den fünf führenden Vertriebsunternehmen des Landes — ihre Fördergebiete in Nigeria denen des Nahen Ostens vor, da erstens nigerianisches Erdöl für den Transport nach Eng-

land einen Frachtkostenvorteil besitzt, zweitens das Erdöl aus Nigeria schwefelfrei ist, während die Beseitigung des relativ hohen Schwefelgehaltes der Nahostöle die Raffination verteuert, und drittens die Rohölgesetzgebung Nigerias zur Zeit außergewöhnlich günstig für die Fördergesellschaften ist. Unter den gegebenen Umständen steht außer Frage, daß auch in Zukunft ein Großteil der Rohölförderung der Shell-BP Development Company of Nigeria in Großbritannien vermarktet wird, zumal die Rohölimporte Englands in den nächsten Jahren um mindestens 5 Mill. t pro Jahr anwachsen dürften ²⁴.

²⁴ Zu dem gleichen Ergebnis kam auch die International Bank for Reconstruction and Development im Teil II ihres Berichts: „Economic Growth of Nigeria: Problems and Prospects“ vom 29. November 1965.

Die Rohölimporte der Bundesrepublik Deutschland aus Nigeria sind in den letzten Jahren zwar kontinuierlich angewachsen, sie spielten jedoch 1965 mit etwa 4% an den Gesamteinfuhren nur eine untergeordnete Rolle. In Zukunft dürfte die Bedeutung des nigerianischen Rohöls für die Mineralölversorgung der BRD zunehmen; denn trotz der starken Beteiligung deutscher Erdölgesellschaften an der Rohölsuche in Libyen, trotz der Rohölfunde der BP im libyschen Cyrenaika-Plateau und trotz der Beteiligung der Shell an der Amerada Erdölgesellschaft, die mit einem Drittel an dem größten Konzessionsnehmer Libyens, der Oasis, beteiligt ist, werden vor allem die Deutsche Shell AG und die BP Benzin und Petroleum AG, die zusammen in der BRD Raffinerien mit einer Kapazität von ca. 16,3 Mill. t (1964) betreiben, neben den libyschen Leichtölen entsprechend den Bedürfnissen des deutschen Mineralölmarktes Mittel- und Schweröle aus Nigeria einführen. Wie in Großbritannien wird sich auch in Deutschland eine zunehmende Versorgung des Marktes durch nigerianisches Rohöl auf Kosten der Nahostöle vollziehen. Ein ähnlicher Strukturwandel ist in den nächsten Jahren auch in den Beneluxstaaten möglich.

Die französischen und italienischen Mineralölmärkte, die zum Teil von halbstaatlichen bzw. staatlichen Konzernen beherrscht werden, und auf denen die traditionellen internationalen Großkonzerne dirigistischen staatlichen Eingriffen ausgesetzt sind, werden als Absatzmärkte für größere Mengen nigerianischen Erdöls

erst in Betracht kommen, wenn die in Nigeria nach Erdöl suchenden Gesellschaften SAFRAP und ENI Rohöl exportieren²⁵. Nach dem gegenwärtigen Stand der Erschließungsarbeiten in Nigeria wird SAFRAP im Jahre 1966 und ENI möglicherweise 1967/68 mit der kommerziellen Förderung beginnen. Das nigerianische Rohöl wird dann wegen seiner chemischen Zusammensetzung eine gute Ergänzung zu den nordafrikanischen Rohölen darstellen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß der Anteil der Rohöllieferungen Nigerias an den Gesamtimporten Westeuropas, der 1964 ca. 1,8% betrug, ceteris paribus auf Kosten der Lieferungen aus dem Nahen Osten, ansteigen wird. Nach einer Schätzung der International Bank for Reconstruction and Development werden 1970 ca. 6% der Rohölimporte Westeuropas aus Nigeria eingeführt. Gemäß dieser etwas pessimistischen Prognose würden 1970 30 bis 35 Mill. t nigerianischen Rohöls in Westeuropa einen Absatzmarkt finden.

2. Der afrikanische Absatzmarkt

Bei der Analyse der Absatzmärkte des nigerianischen Rohöls fällt auf, daß in der Vergangenheit nur ein verschwindend geringer Teil der Rohölexporte Nigerias für afrikanische Staaten bestimmt war. Dies überrascht, da gerade seit Beginn der Rohölförderung in Nigeria die Raffineriekapazitäten in Afrika sprunghaft angestiegen sind, wie nachfolgende Tabelle zeigt.

Die Gründe für diese Situation sind vielschich-

Tab. 21:

Die Entwicklung der Durchsatzkapazitäten der afrikanischen Raffinerien im Zeitraum 1950 bis 1965 in Mill. t/Jahr

Jahr	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Kapazität ^a	2,0	3,7	6,2	6,2	9,9	19,3	25,1	31,2

Vgl. Mayer, Ferdinand, Erdöl Weltatlas, Braunschweig 1966, S. 33 und Tabelle B VII (Anhang).

^a Die Erdölraffinerie auf den Kanarischen Inseln ist in diesen Werten nicht enthalten.

²⁵ Die französischen Töchter der Großkonzerne Shell, BP, Esso und Mobil werden von der Regierung Frankreichs gezwungen, seit dem 1. 1. 1966 ca. 55% ihres Rohölbedarfes für den inländischen Markt aus den Ländern der Frankenzone, vornehmlich aus Algerien, zu decken, obwohl es diese Gesellschaften vorziehen würden, aus Bezugsquellen, die zu ihrem eigenen Besitz gehören, z. B. aus Libyen, Nigeria oder dem Nahen Osten, zu kaufen.

tiger Natur. Anhand einer regionalen Analyse sollen die Ursachen für die geringe Bedeutung des nigerianischen Rohöls für die Versorgung Afrikas geprüft und die zukünftigen Absatzchancen geschätzt werden.

Die nordafrikanischen Raffinerien, auf die, mit einer Kapazität von 18,2 Mill. t (einschließlich der Erdölraffinerie in Teneriffa), etwa 50 % der gesamten jährlichen Durchsatzkapazität Afrikas entfällt, scheiden als Abnehmer größerer Mengen nigerianischen Rohöls, als Folge der reichhaltigen Rohölfelder in diesen Gebieten, aus. Die Raffinerien in Algerien, Libyen und zum Großteil auch die Raffinerien Ägyptens werden durch eigenes Rohöl versorgt. Wie in vielen rohölfördernden Entwicklungsländern sind auch in den oben angeführten nordafrikanischen Staaten die Marketinggesellschaften vor allem aus zahlungsbilanzpolitischen Gründen gesetzlich verpflichtet, inländisches Rohöl zu verarbeiten. Da auch die Raffinerien in Tunesien, Marokko und auf den Kanarischen Inseln von den nordafrikanischen Feldern in Algerien und Libyen wesentlich transportkostengünstiger versorgt werden können als von Westafrika, und außerdem keine der in Nigeria tätigen Fördergesellschaften an diesen Raffinerien beteiligt ist, werden auch in Zukunft Rohöllieferungen von Nigeria nach Nordafrika keine Bedeutung erlangen.

In den an der ostafrikanischen Küste gelegenen Erdölraffinerien zwischen Port Sudan und Lourenço Marques, die eine Gesamtkapazität von knapp 5 Mill. t aufweisen, wurde bislang kein nigerianisches Rohöl verarbeitet, obwohl Tochtergesellschaften der Shell Petroleum Company und der British Petroleum Company in den Raffinerien in Port Sudan, Mombassa und Umtali Beteiligungen besitzen, die auf größere Marketingorganisationen dieser Gesellschaften in Ostafrika schließen lassen. Da aber sowohl Shell als auch BP im Nahen Osten über genügend Rohöl verfügt, das transportgünstiger als das nigerianische Rohöl liegt und außerdem noch geringere Förderkosten verursacht, bevorzugen beide Gesellschaften Rohölimporte aus den Ländern am Persischen Golf. Auch in den nächsten Jahren dürfte in dieser Unternehmenspolitik kein grundsätzlicher Wandel eintreten.

Die Versorgung der Raffinerien der Südafrika-

nischen Union, die eine jährliche Durchsatzkapazität von 7,1 Mill. t besitzen, wird heute mehr von politischen als von wirtschaftlichen Fakten bestimmt. Die ökonomisch sinnvolle Versorgung Südafrikas mit nigerianischem Rohöl scheidet aus, da die Regierung in Nigeria eine Belieferung ablehnt, obwohl das nigerianische Rohöl gegenüber den Ölen vom Persischen Golf und von Nordafrika Frachtkostenvorteile besitzt und obwohl Shell und BP zu 100 % an der 3,4 Mill. t Raffinerie in Reunion bei Durban beteiligt sind.

Aber auch dem Absatz nigerianischen Rohöls am westafrikanischen Markt, der 1965 eine Raffineriekapazität von 5,9 Mill. t aufwies, sind Grenzen gesetzt. Die Raffinerie in Angola scheidet als Abnehmer aus, da der Bedarf der Raffinerie durch inländische Förderung gedeckt werden kann. Ebenso kann die für Ende 1967 geplante Raffinerie in Gabun durch Eigenförderung versorgt werden. Durch die forcierte Erdölförderung in Gabun und Kongo-Brazzaville, die für die nächsten Jahre mit 3 Mill. jato angegeben wird, können beide Länder auch in Zukunft, trotz der oben angeführten gabunesischen Raffinerie, den Rohölbedarf der Elfenbeinküste und Senegals weitgehend decken²⁶. Günstig für diese Handelsbeziehungen wirkt sich die Zugehörigkeit dieser Länder zur Communauté Française aus, da zwischen deren Mitgliedstaaten keine Zollschränken bestehen. Aus diesem Grund dürfte auch die Shell Gabon, die neben SPAFE und Mobil Rohöl in Gabun fördert, ihre Marketinggesellschaften in Senegal und an der Elfenbeinküste mit Rohöl aus Gabun versorgen, ungeachtet der etwas geringeren Entfernung Nigerias zu diesen Raffinerien. Von den verbleibenden Raffinerien Westafrikas wird die Alese Elema Raffinerie in Nigeria ausschließlich mit inländischem Rohöl versorgt, da kraft Gesetzes alle Marketinggesellschaften in Nigeria gezwungen sind, einheimisches Öl zu verarbeiten. Die Raffinerie in Ghana und die geplanten Raffinerien in Kongo-Leopoldville, Liberia und Sierra Leone werden nur zum Teil Rohöl aus Nigeria verarbeiten. Erstens werden einige Marketinggesellschaften, die kein Rohöl in Weltafrika fördern, aber in anderen Gebieten einen Überschuß besitzen, trotz erhöhter Frachtkosten das Erdöl aus eigenen Förderfel-

²⁶ O. V., Wirtschaftszusammenschluß in Westafrika, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 4, April 1966, S. 134f.



Entwurf: L. Schälz 1966 - Kartographie: G. Koch

Abb. 13: Die Erdölraffinerien in Afrika
Standort und Kapazitäten, Stand: 1965/66

Zusammengestellt nach: Mayer, Ferdinand, a. a. O., S. 30
Tabelle B XII (Anhang).

dern verarbeiten; so importierte beispielsweise Mobil Oil in Ghana Rohöl aus Libyen. Zweitens entspricht die chemische Zusammensetzung des nigerianischen Rohöls nicht ohne weiteres den Bedürfnissen des westafrikanischen Marktes. Die chemische Analyse einiger Rohölpro-

ben in Nigeria ergab einen hohen Anteil von Mittel- und Schwerölen. Da aber die westafrikanischen Länder auf Grund geringer Industrialisierung und ihres geringen Bedarfs an Heizöl aus klimatischen Gründen leichtere Öle, wie Kraftfahrzeugbenzine und Kerosin, benötigen,

wird das nigerianische Erdöl mit Leichtrohölen vermischt, um den Bedürfnissen des Marktes Rechnung zu tragen.

Die Analyse des afrikanischen Marktes hat gezeigt, daß in Zukunft nur ein geringer Teil der Rohölexporte Nigerias — etwa 5 Mill. t pro Jahr — von Afrika abgenommen wird, wobei der westafrikanische Markt die günstigsten Absatzchancen bietet.

3. Der amerikanische Absatzmarkt

Bis zum Jahre 1964 spielte der amerikanische Erdölmarkt für die Rohölexporte Nigerias eine untergeordnete Rolle. Erst als 1965 die amerikanische Gesellschaft Gulf Oil die Rohölförderung in Nigeria aufnahm, wurden die Staaten USA, Brasilien und Argentinien mit nigerianischem Erdöl beliefert. Auch in Zukunft dürfte sich der Schwerpunkt der Rohölexporte Nigerias nach Amerika auf diese Länder konzentrieren.

Der wichtigste Rohölimporteur des amerikanischen Kontinents sind die USA. Im Unterschied zu den europäischen Industriestaaten sind die gesamten Einfuhrmengen der Vereinigten Staaten an Rohöl nur relativ langsam von etwa 50 Mill. t 1959 auf knapp 70 Mill. t 1965 angewachsen. Der Grund für dieses geringe Wachstum der Importe sind die staatlichen Einfuhrbeschränkungen, die bewirken, daß trotz der hohen Förderkosten in den USA nur durchschnittlich 10—15% des Gesamtrohölangebots durch Einfuhren aus Ländern mit kostengünstigeren Förderbedingungen gedeckt werden. Die in Tabelle B IX für die USA durchgeführte Aufgliederung der Entwicklung der Rohölimporte für den Zeitraum 1958 bis 1965 nach Herkunftsländern zeigt einige strukturelle Wandlungen. Die wichtigsten Herkunftsgebiete der Rohölimporte sind die Länder im Karibischen Raum und im Nahen Osten. Im Untersuchungszeitraum 1958 bis 1965 fällt der fast unveränderte Stand der Lieferungen dieser Gebiete auf. Auf Grund der Zunahme der Gesamtimporte der Vereinigten Staaten ist ihr Anteil an der Versorgung der USA mit Rohöleinfuhren von 48,2% auf 39,1% für den Karibischen Raum respektive für den Nahen Osten von 34,9% auf 27,5% geschrumpft. Im Gegensatz zu dieser Entwicklung haben die Lieferungen aus Kanada

sowohl absolut als auch relativ zugenommen. Mit ca. 15 Mill. t, das sind 22,7% der Rohöleinfuhren der USA, war Kanada nach Venezuela im Jahre 1965 der zweitwichtigste Rohöllieferant. Gering sind die Rohölmengen aus Afrika, die auf dem Markt der USA untergebracht werden konnten. Von den im Jahre 1965 aus afrikanischen Ländern eingeführten Rohöllieferungen von ca. 3 Mill. t entfielen knapp 0,7 Mill. t auf Nigeria. In Zukunft wird mit zunehmender Förderung der Gulf Oil in Nigeria sowie mit dem Beginn der Erdölgewinnung durch Tennessee und Amoseas vermutlich im Jahre 1967 die Verschiffung nigerianischen Öls in die Vereinigten Staaten zwar vergrößert, aber wegen der Nähe der Felder Kanadas und Venezuelas und wegen der strengen Kontingentierungsvorschriften für Rohöleinfuhren vermutlich auf wenige Mill. t beschränkt bleiben.

Von den lateinamerikanischen Staaten bestehen in Brasilien, Argentinien und Uruguay die besten Absatzchancen für nigerianisches Rohöl. Wie aus Tab. 20 zu ersehen ist, bietet für diesen Markt das nigerianische Rohöl gegenüber den Konkurrenzangeboten aus Libyen, Venezuela und den Ländern am Persischen Golf einen deutlichen Preisvorteil. Brasilien, dessen Rohölförderung in den letzten fünf Jahren relativ konstant zwischen 4,5 und 5 Mill. t/Jahr schwankte, dessen Mineralölverbrauch im Zeitraum 1960 bis 1965 jedoch von 13,2 Mill. t auf über 19 Mill. t anstieg, ist in erheblichem Maße auf Mineralöleinfuhren in Form von Rohöl und Fertigprodukten angewiesen. Der größte Teil des Mineralöldefizits wurde 1965 durch Rohölimporte in Höhe von 12 Mill. t gedeckt, wovon ca. 37% der Lieferungen aus Venezuela, 35% aus dem Nahen Osten und gut 20% aus der Sowjetunion kamen²⁷. In den nächsten Jahren dürften auch einige Mill. t Rohöl pro Jahr aus Nigeria auf dem brasilianischen Markt untergebracht werden können. Als erste Anzeichen für diese Entwicklung sind ein Rohölliefervertrag, der im Frühjahr 1965 zwischen der Nigerian Gulf Oil Company und der staatlichen Erdölgesellschaft *Petróleo Brasileiro* (Petrobras) abgeschlossen wurde, zu werten. Der Selbstversorgungsgrad Argentiniens mit Rohöl ist erheblich höher als der Brasiliens. Noch 1963 stand einem Mineralölverbrauch von etwa 15 Mill. t eine Eigenförderung von ca. 14 Mill. t Rohöl gegenüber.

²⁷ o. V., Aufstieg der Petrobras, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 4, April 1966, S. 140 f.

Während aber in den beiden folgenden Jahren der Verbrauch an Erdölderivaten in Argentinien anstieg, stagnierte die Förderung, wodurch sich ein Rohöleinfuhrbedarf von über 3 Mill. t ergab. Nur ein geringer Teil des auch in Zukunft sich wahrscheinlich vergrößernden Mineralöldefizits wird durch nigerianisches Rohöl gedeckt werden, da die argentinische Regierung

versucht, einheimischen Weizen auf dem Wege eines Kompensationstausches mit persischen und russischen Mineralölen abzusetzen²⁸. Schließlich besteht die Möglichkeit, daß Uruguay, das kein Rohöl fördert, zur Versorgung der 2 Mill. t Raffinerie bei Montevideo einige 100 000 t Rohöl im Jahr aus Nigeria bezieht.

c) DIE MÖGLICHKEIT VON ERDGASEXPORTEM IN DER ZUKUNFT

Der Umfang der Erdgasförderung Nigerias ist, wie bereits ausgeführt, vom Rohölgewinnungsvolumen abhängig, da das bisher gewonnene Erdgas als Kuppelprodukt bei der Rohölförderung anfällt. Das gesamte bis zum Jahre 1962 geförderte Erdgas von 1 124 Mill. m³ mußte abgefackelt werden. 1963 konnte dann erstmals von den gewonnenen 625 Mill. m³ 28 Mill. m³ und 1964 von 1027 Mill. m³ 51 Mill. m³ am inländischen Markt abgesetzt werden. Der größte Teil der Erdgasförderung mußte weiterhin verbrannt werden, da kein Erdgas exportiert werden konnte. Bis zum Jahre 1966 wird die Ölfeldgasförderung 2,8 Mrd. m³ und bis 1970 mindestens 5,7 Mrd. m³ erreichen. Mit Sicherheit kann gesagt werden, daß für diese Erdgas-mengen kein Absatzmarkt in Nigeria geschaffen werden kann. Auch in Zukunft müßten somit große Energiemengen ungenutzt vernichtet werden, wenn es nicht gelingt, das hochwertige nigerianische Ölfeldgas auf dem Weltmarkt abzusetzen.

Günstigste Absatzchancen für nigerianisches Erdgas bestehen in Großbritannien. Allerdings wird es am britischen Markt einem scharfen Wettbewerb gegenüberstehen. Seit Ende 1964 werden jährlich 1 Mrd. m³ Erdgas vom algerischen Hafen Arzew in Flüssiggastankern zum britischen Erdgashafen auf der Insel Canvey verschifft. Der Erdgaspreis frei Canvey beträgt 6¼ d je Therm²⁹. Verträge zwischen dem staatlichen britischen Gasrat und der BP, die 67 km östlich

der Hunter-Mündung im britischen Nordseeteil auf Erdgas in lohnenden Mengen stieß, über die Lieferung von jährlich 0,5 bis 1 Mrd. m³ Erdgas zu einem Preis von 5 d je Therm wurden Anfang 1966 ratifiziert³⁰. Außerdem bieten die Niederlande und Venezuela Erdgas zu einem Anlandungspreis von 4½ d je Therm an. Trotz dieser Konkurrenz stehen Verhandlungen zwischen der nigerianischen Regierung, Vertretern des britischen Gasrates und der Conch Methane Services vor ihrem erfolgreichen Abschluß³¹. Trotz der großen Entfernung zum britischen Markt kommt nigerianisches Erdgas für die Versorgung Großbritanniens aus nachfolgenden Gründen in Betracht. Da in Nigeria das Erdgas als Kuppelprodukt bei der Rohölförderung anfällt, sind für die Gewinnung keinerlei Suchkosten und ein sehr geringer Entwicklungsaufwand erforderlich. Außerdem liegen die Gasfelder in Küstennähe, so daß der Erdgaspreis ab Bonny außerordentlich konkurrenzfähig gehalten werden kann. Zudem spielt die Tatsache, daß das nigerianische Erdgas schwefelfrei ist, einen hohen Methananteil von durchschnittlich 90 % aufweist³², sowie die Zugehörigkeit Nigerias zum Sterlingblock für die Wahl der britischen Erdgasbezugsquelle eine entscheidende Rolle. Nach dem gegenwärtigen Stand der Verhandlungen sollen etwa 1—2 Mrd. m³ Erdgas von Nigeria nach Großbritannien verschifft werden. Der endgültige Vertragsabschluß wird in hohem Maße von dem Gaspreis, welchen die

²⁸ o. V., Argentinien: Gegen Tatsachen läßt sich nicht streiten, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 6, Juni 1965, S. 227 f.

²⁹ 1 Therm entspricht ungefähr 100 Kubikfuß bzw. 2,83 m³ Erdgas. Der Heizwert von einem Therm beträgt 25 200 kcal.

³⁰ Tugendhat, Georg, Natural Gas in Great Britain, in: Europe and Oil, No. 6, June 1966, S. 6 f.

³¹ Die Conch Methane Services, an der Shell mit 40 % beteiligt ist, wird das Erdgas in Nigeria von der Shell-BP Petroleum Development Company kaufen, in Bonny verflüssigen und in eigenen Flüssigkeitstankern nach Großbritannien verschiffen.

³² Der Methananteil des libyschen Erdgases beträgt nur 65 %.

nigerianische Regierung bewilligt, abhängen. Unter Zugrundelegung der Angebotssituation in Großbritannien müßte das Erdgas zu einem Preis von 4 d je Therm angeboten werden. Bei einer Exportmenge von jährlich 1 Mrd. m³ entspräche dieser Verkaufspreis einem Exportwert von 5,8 Mill. N£. Mit zunehmender Exportmenge soll der Preis, nach den Vorstellungen des britischen Gasrates jedoch auf 2—3 d je Therm sinken³³.

Zur Verwirklichung dieser Pläne sind Investitionen der Conch Methane Services von 35—40 Mill. N£ notwendig³⁴. Darin enthalten sind die Kosten für eine Gasverflüssigungsanlage, die mit 18—20 Mill. N£ anzusetzen sind. Der zukünftige Standort dieser Anlage wurde mit Bonny, dem Rohölhafen bereits festgelegt. Die im Jahre 1965 geführten Verhandlungen über die Finanzierung dieses Projektes erschwerten Forderungen damals maßgebender Regierungsmitglieder, die die Zustimmung für den Bau der Verflüssigungsanlage von einer einmaligen „Spende“ von 1,1 Mill. N£ abhängig machten. Aus zuverlässiger Quelle war zu er-

fahren, daß dieser Betrag der Parteifinanzierung zugeführt werden sollte. Wie in vielen Entwicklungsländern scheint auch in Nigeria die Korruption der Investitionsbereitschaft von Privatunternehmern zum Schaden der Gesamtwirtschaft hemmend entgegenzuwirken. Für Transport und Lagerung von Erdgas in Nigeria sind Investitionen von ca. 3—5 Mill. N£ anzusetzen. Eine Pipeline mit einem Durchmesser von 16" ist für den Transport von jährlich ca. 2 Mrd. m³ Erdgas ausreichend. Für die Zwischenlagerung des Erdgases in Bonny wären 4 geschweißte Tanks mit einer Kapazität von je 5000 t Flüssigkeitsgehalt notwendig. Allein für die Errichtung dieser Lagertanks ist mit einem Kapitalaufwand von mindestens 1,2 Mill. N£ zu rechnen. Die verbleibenden 14—15 Mill. N£ entfallen auf den Bau von zwei Spezialtankern zur Verschiffung des Flüssigmethans von Bonny nach der Insel Canvey. Auf dieser Route sollen nach bestehenden Plänen aus Rentabilitätsgründen größere Methantanker eingesetzt werden als für die Flüssiggasverschiffung von Algerien nach Großbritannien³⁵.

³³ Bei einer Exportmenge von 2 Mrd. m³ und einem Preis von 3 d je Therm würde sich ein Exportwert von 8,7 Mill. N£ ergeben.

³⁴ o. V., Putting out the Flames in Nigeria, in: West Africa, No. 2530, 27. November 1965, S. 1329.

³⁵ Auf der Route Arzew — Insel Canvey verkehren zwei Gastanker mit einer Ladekapazität von 12 200 t Flüssigmethan. Der Gesamtaufwand für den Bau belief sich auf 4,75 Mill. £ je Tanker.
Quelle: o. V., Der Hochseetransport von verflüssigtem Erdgas, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 7, Juli 1965, S. 263 ff.

C. DIE ROHÖLGESETZGEBUNG NIGERIAS

Die rechtlichen Beziehungen zwischen der nigerianischen Regierung und den Erdölgesellschaften werden im wesentlichen durch die Konzessionsgesetzgebung und durch die Petro-

leum Profits Tax Ordinance geregelt. Im folgenden Abschnitt wird versucht, die wichtigsten Bestimmungen dieser beiden Gesetze zu analysieren und Reformmöglichkeiten aufzuzeigen.

I. DIE KONZESSIONSGESETZGEBUNG

Die Erdölgesellschaften benötigen, um die Such-, Bohr- oder Fördertätigkeit in Nigeria aufnehmen zu können, die Genehmigung der Regierung der Föderation von Nigeria. Ursprünglich schloß der Federal Minister of Mines and Power, im Namen der Regierung, die Konzessionsverträge individuell mit den an einer Rohöllizenz interessierten Erdölgesellschaften ab. Seit

dem Jahre 1959 ist, im Rahmen der Mineral Oil Ordinance, die Konzessionsvergabe einheitlich für alle Gesellschaften gesetzlich geregelt. Diese Gesetze unterscheiden, je nach dem Entwicklungsstand der Rohölerschließung in den einzelnen Gebieten, Explorations-, Prospektions- und Bergbaukonzessionen.

a) GESETZLICHE BESTIMMUNGEN ÜBER EXPLORATIONSKONZESSIONEN

Die ersten Konzessionen, die Erdölgesellschaften in Nigeria erwarben, waren Rohölexplorationsrechte. Sie schafften die rechtliche Voraussetzung, daß die Erdölgesellschaften in dem geologisch noch weitgehend unerforschten Land einen ersten allgemeinen Überblick über erdöhlhörige Strukturen erwerben konnten. Während sich vor der Verabschiedung der Mineral Oil Ordinance die Explorationslizenzen, je nach den vertraglichen Vereinbarungen der Regierung mit den Erdölgesellschaften, über mehrere Jahre erstreckten, ist heute ihre Laufzeit auf ein Jahr mit einer Verlängerungsmöglichkeit von einem weiteren Jahr begrenzt¹.

Diese Explorationskonzessionen verleihen den Erdölgesellschaften das Recht, in den Konzessionsgebieten nördlich des 7. Grades nördlicher Breite, sowie in den Küstengewässern innerhalb der Dreimeilenzone, geologische und geophysikalische Untersuchungen, in den Festlandsgebieten südlich des 7. Grades nördlicher Breite dagegen nur geologische Oberflächenerkundun-

gen durchzuführen. Die regionale Differenzierung in der Gesetzgebung wurde vorgenommen, um den Gesellschaften einen Anreiz zu bieten, die Rohölsuche auch auf die Konzessionsgebiete nördlich des 7.° nördlicher Breite, in denen relativ ungünstige geologische Voraussetzungen für die Bildung von Rohöllagerstätten bestehen, sowie auf die unzugänglichen Sumpfgebiete innerhalb der Dreimeilenzone auszudehnen. Der Erwerb einer Explorationslizenz beinhaltet nicht das Recht im Konzessionsgebiet Erdölbohrungen niederzubringen. Außerdem können Explorationsrechte für dasselbe Konzessionsgebiet gleichzeitig mehreren Erdölgesellschaften gewährt werden. Nach Ablauf der Explorationslizenz ist die nigerianische Regierung nicht verpflichtet, diese in ein Prospektions- oder Bergbaurecht umzuwandeln. Entsprechend dieser begrenzten rechtlichen Möglichkeiten sind die Pachtgebühren, die die Erdölgesellschaften an den Staat zu entrichten haben, mit jährlich N£ 50 je Explorationskonzession minimal.

¹ o. V., Shell-BP's Financial Arrangements with Government, a. a. O., S. 1 ff.

b) GESETZLICHE BESTIMMUNGEN ÜBER PROSPEKTIONSKONZESSIONEN

Nach Ablauf der Explorationskonzessionen stellen die Gesellschaften beim Minister of Mines and Power den Antrag für die Gebiete, in denen sie erdöhlöffige Strukturen vermuten, die Explorationslizenz in eine Prospektionskonzession umzuwandeln. Dabei unterscheidet das nigerianische Konzessionsrecht Prospektionslizenzen für das Festland, einschließlich einer drei Meilen breiten Küstenzone und Prospektionskonzessionen für den Kontinentalschelf. Während die Prospektionskonzessionen für Festlandsgebiete eine Laufzeit von drei Jahren mit der Möglichkeit einer einmaligen Verlängerung um zwei Jahre haben², werden Lizenzen für Gebiete des Kontinentalschelfs auf vier Jahre mit einer einmaligen dreijährigen Verlängerungsmöglichkeit vergeben³. Diese zeitliche Differenzierung erschien sinnvoll, da für die Rohölsuche in Küstengewässern in aller Regel ein größerer Zeitaufwand nötig ist als für die Erschließung von Landgebieten.

Die Prospektionslizenzen verleihen den Erdölgesellschaften das ausschließliche Recht, in ihren Konzessionsgebieten geologische und geophysikalische Untersuchungen durchzuführen, Tiefbohrungen niederzubringen, Testförderungen aufzunehmen, sowie das Rohöl zu exportieren bzw. in Nigeria zu verarbeiten. Mit dem Erwerb von Prospektionskonzessionen sind eine Reihe im Gesetz aufgeführter Pflichten verbunden. Gemäß § 16 Abs. 3, 4 der Oil Prospecting Licence muß der Konzessionsinhaber innerhalb von sechs Monaten geophysikalische Untersuchungen aufnehmen und am Festland innerhalb von drei Jahren, am Schelf innerhalb von vier Jahren mindestens 3 660 m Tiefbohrungen niedergebracht haben. Diese Bestimmungen sollen die forcierte Erschließung der Erdölfelder durch die Gesellschaften gewährleisten.

Bedeutend für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung des Landes dürfte die in § 14 Abs. 1, 2 der Oil Prospecting Licence festgelegte Verpflichtung der Konzessionäre sein, die Ausbil-

dung von Nigerianern zu Facharbeitern, Technikern und Verwaltungskräften durchzuführen. Dadurch soll vermieden werden, daß der relativ große Bedarf der Erdölgesellschaften an geschulten Arbeitskräften den Engpaß auf dem nigerianischen Arbeitsmarkt nach diesen Berufsgruppen noch verschärft.

Aus dem Erwerb der Prospektionskonzessionen ergibt sich für die Erdölgesellschaften die Verpflichtung, Pachtgebühren an den nigerianischen Staat zu zahlen. Gemäß der Mineral Oil Ordinance vom Jahre 1959 sind jährlich im voraus zwei englische Schilling je Quadratmeile des Lizenzgebietes zu entrichten, wobei die geographische Lage des Konzessionsgebietes keinen Einfluß auf die Gebührenhöhe hat. Die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria hingegen hatte noch für die 1955 bis 1957 erworbenen Prospektionskonzessionen auf dem Festland jährlich je Quadratmeile fünf Schilling, im Falle einer Verlängerung sogar zehn Schilling, zu bezahlen⁴. Hier schlug sich die Priorität bei der Auswahl der Konzessionsgebiete gegenüber den sog. „newcomers“ in erhöhten Zahlungsverpflichtungen nieder.

Sobald die Erdölgesellschaften in ihrem Konzessionsgebiet die Rohöl- bzw. Erdgasförderung aufnehmen, sind sie neben den Pachtgebühren noch zur Zahlung von „Royalties“, d. h. von Förderzinsen verpflichtet. Der Ertragsanteil der Regierung am Rohöl beträgt bei einer Fördermenge von weniger als 500 000 t im Jahr 4 Schilling je Tonne. Bei einem höheren Fördervolumen sind bei Konzessionsgebieten auf dem Festland 12 1/2 % des Rohölwertes an der Bohrstelle, in der sog. „inneren Zone“ des Kontinentalschelfs 10 % und in der „äußeren Zone“ des Schelfs 8 % an den Staat abzuführen⁵.

Die Berechnung des staatlichen Anteils beim Erdgas geht vom realisierten Verkaufserlös aus und nicht wie beim Rohöl vom Gewinnungsvolumen. Das bedeutet, daß für Erdgas, das bei der Rohölförderung als Nebenprodukt anfällt, aber

² Oil Prospecting Licence (Land and Territorial Waters Areas), Lagos 1959, § 1 S. 1, § 46 S. 14.

³ Oil Prospecting Licence (Continental Shelf Areas), Lagos 1959, § 1 S. 1, § 46 S. 16 f.

⁴ The Shell-BP Story, Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Limited, Port Harcourt 1965, S. 35.

⁵ Unter dem Begriff „inner area“ versteht das nigerianische Konzessionsgesetz Gebiete auf dem Kontinentalschelf, die zwischen drei und zehn Meilen vom Festland entfernt liegen, unter „outer area“ alle weiter als zehn Meilen vom Land entfernt gelegenen Konzessionsgebiete.

wegen fehlender Absatzmärkte abgepackelt werden muß, die Zahlung von „Royalties“ entfällt. Für verkauftes Erdgas haben die Gesellschaften 5 %, 4 % oder $3\frac{1}{5}$ % des Erlöses an die Regierung zu entrichten, je nachdem, ob das Erdgas in Konzessionsgebieten des Festlandes der inneren Zone des Schelfs oder der äußeren Küstengewässerzone gewonnen wird.

Aufgrund der umfangreichen Rohölfunde war die nigerianische Regierung seit 1961 in der Lage, als Bedingung für die Vergabe neuer Prospektionslizenzen von den Gesellschaften die Zahlung von — im Gesetz nicht vorgesehenen —

einmaligen Prämien zu fordern, die zusätzlich zu den jährlich anfallenden Pachtgebühren zu entrichten waren. So betrug die Höhe der Prämien für Prospektionslizenzen auf dem Festland, je nach der geographischen Lage der Gebiete, zwischen N£ 200 bis N£ 1600 je Quadratmeile, für Konzessionen auf dem Kontinentalschelf einheitlich N£ 500 je Quadratmeile⁶. Bei der Umwandlung der Prospektionslizenzen in Bergbaurechte besteht für den Konzessionsnehmer keine weitere Verpflichtung zur Prämienzahlung.

c) GESETZLICHE BESTIMMUNGEN ÜBER BERGBAUKONZESSIONEN

Nach dem zeitlichen Ablauf der Rohölprospektionslizenzen müssen diese entweder an die nigerianische Regierung zurückgegeben oder in Bergbaurechte umgewandelt werden. Kraft Gesetzes haben die Erdölgesellschaften die Möglichkeit, maximal die Hälfte der ursprünglichen Konzessionsfläche in Bergbaurechte umzuwandeln. Diese Umwandlung vollziehen die Erdölgesellschaften nur, wenn sie sich auf Grund der in ihrem Gebiet gemachten Rohölfunde definitiv entschieden haben, langfristig am Aufbau der Rohölwirtschaft Nigerias mitzuwirken. Denn die Laufzeit der Bergbaukonzessionen beträgt auf dem Festland dreißig Jahre mit einer gleichlangen Verlängerungsmöglichkeit, auf dem Kontinentalschelf sogar vierzig Jahre mit dem Recht der Verlängerung um weitere vierzig Jahre⁷. Die Inhaber der Bergbaukonzession haben in ihrem Lizenzgebiet das ausschließliche Recht, alle für die Erschließung und den Aufbau einer Rohölwirtschaft notwendigen Maßnahmen durchzuführen.

Die Verpflichtungen aus den Bergbaukonzessionen unterscheiden sich in ihrer grundsätzlichen Aussage nur unwesentlich von den Auflagen der Prospektionslizenzen. Wenig konkretisiert legt das Gesetz den Erdölgesellschaften auf, die Rohölerschließung mit erfahrenen Fachleuten, modernen Geräten, Maschinen und Methoden durchzuführen⁸. Darüberhinaus müssen während der gesamten Laufzeit der Bergbaukonzes-

sionen Nigerianer ausgebildet werden⁹. Gemäß § 41 Abs. 1 der „Oil Mining Lease“ ist die Höhe der Pachtgebühren für Bergbaurechte nicht einheitlich wie bei den Prospektionslizenzen, sondern steigert sich kontinuierlich von 2 Schilling 6 Pence je Morgen Landes im ersten Konzessionsjahr auf 10 Schilling im sechsten und den folgenden Jahren. Diese Bestimmungen gelten gleichlautend für Konzessionsgebiete auf dem Festland und im Bereich des Kontinentalschelfs. Während die Gesetze über die Höhe der „Royalties“ für Rohöl der „Oil Mining Lease“ mit den Bestimmungen der „Oil Prospecting Licence“ übereinstimmen, sind die Förderzinsen der Regierung für Erdgas bei Bergbaurechten höher als bei Prospektionslizenzen. Vom Verkaufserlös des Erdgases müssen die Gesellschaften je nachdem, ob es im Konzessionsgebiet des Festlands, der „inneren Zone“ oder der „äußeren Zone“ des Kontinentalschelfs gewonnen wurde, 10 %, 8 % bzw. $6\frac{2}{5}$ % an die Bundesregierung abführen. Von den Rohöl- und Erdgasförderzinsen können die Gesellschaften gemäß § 43 Abs. 3 der „Oil Mining Lease“ jedoch die Pachtgebühren, die sie bereits für die Konzessionen bezahlt haben, wieder abziehen. In Tabelle 22 werden die Zahlungsverpflichtungen der Erdölgesellschaften an den nigerianischen Staat, die sich aus den Konzessionsverträgen ergeben, zusammengefaßt.

⁶ The Shell-BP Story, a. a. O., S. 36.

⁷ Oil Mining Lease, Land and Territorial Waters Areas, § 1/1 S. 1 § 51 S. 15, Continental Shelf Areas, § 1/1 S. 1 § 50 S. 16.

⁸ Oil Mining Lease, Land and Territorial Waters Areas, § 19 S. 6, Continental Shelf Areas § 19 S. 7.

⁹ Oil Mining Lease, Land and Territorial Waters Areas, § 17 S. 5, Continental Shelf Areas § 17 S. 6 f.

Tab. 22:

Die Zahlungsverpflichtungen der Erdölgesellschaften an den Staat, die sich aus der Konzessionsgesetzgebung ergeben

Konzessionsgebiet	Festland	Kontinental-Schelf	
Art der Zahlungen	einschließlich der Küstengewässer innerhalb der Dreimeilenzone	drei bis zehn Meilen vom Festland entfernt	mehr als 10 Meilen vom Festland entfernt
I. Explorationskonzession			
1. Pachtgebühren	N£ 50 im Jahr	—	—
2. Royalty	entfällt	entfällt	entfällt
3. Prämien	Bisher wurden für die Erteilung von Explorationskonzessionen keine Prämien bezahlt.		
II. Prospektionskonzessionen			
1. Pachtgebühren	2 s je Quadratmeile	2 s je Quadratmeile	2 s je Quadratmeile
2. Royalty			
a) für Rohölförderung			
1. bis zu 500 000 t im Jahr	4 s je Tonne	4 s je Tonne	4 s je Tonne
2. mehr als 500 000 t im Jahr	12,5 % des Wertes an der Bohrstelle	10 % des Wertes an der Bohrstelle	8 % des Wertes an der Bohrstelle
b) für Erdgasverkauf	5 % des Verkaufserlöses	4 % des Verkaufserlöses	3 1/5 % des Verkaufserlöses
3. Prämien	nach Vereinbarung mit der Bundesregierung	N£ 500 000 pro 1 000 Quadratmeilen	
III. Bergbaukonzessionen			
			s d
1. Pachtgebühren	im ersten Konzessionsjahr		2 6 je Morgen Landes
	im zweiten Konzessionsjahr		3 6 je Morgen Landes
	im dritten Konzessionsjahr		4 6 je Morgen Landes
	im vierten Konzessionsjahr		6 0 je Morgen Landes
	im fünften Konzessionsjahr		8 0 je Morgen Landes
	im sechsten Konzessionsjahr		10 0 je Morgen Landes
	in den folgenden Konzessionsjahren		10 0 je Morgen Landes
2. Royalty			
a) für Rohölförderung			
1. bis zu 500 000 t im Jahr	4 s je Tonne	4 s je Tonne	4 s je Tonne
2. mehr als 500 000 t im Jahr	12,5 % des Wertes an der Bohrstelle	10 % des Wertes an der Bohrstelle	8 % des Wertes an der Bohrstelle
b) für Erdgasverkauf	10 % des Verkaufserlöses	8 % des Verkaufserlöses	6 2/5 % des Verkaufserlöses
3. Prämien	nach Vereinbarung mit der Bundesregierung	N£ 500 000 pro 1 000 Quadratmeilen	N£ 500 000 pro 1 000 Quadratmeilen

Zusammengestellt und ausgewertet nach:
Oil Prospecting Licence, Land and Territorial Waters Areas, § 36, 37, 38, S. 10 ff.; Continental Shelf Areas, § 36, 37, 38, S. 12 ff.
Oil Mining Lease, Land and Territorial Waters Areas, § 41, 42, 43, S. 11 f.; Continental Shelf Areas, § 40, 41, 42, S. 12 ff.

d) BEURTEILUNG DER NIGERIANISCHEN KONZESSIONSGESETZGEBUNG

Ein Vergleich des nigerianischen Konzessionsrechtes mit den Verträgen anderer Rohölförderländer zeigt, daß die gesetzlichen Bestimmungen über die Länge der Konzessionsverträge, über die Ausbildungspflicht von Nigerianern, sowie über die Höhe der Pachtgebühren in den Grundzügen den zur Zeit international üblichen Vereinbarungen entsprechen. Dagegen sind die Verfügungen über die Höhe und die Bemessung der Förderzinsen bereits veraltet.

Eine Verkürzung der Laufzeit der Bergbaukonzessionen von 30 Jahren auf 10 bis 15 Jahre — wie verschiedentlich von Regierungsstellen und Presse gefordert wird — erscheint unzweckmäßig, da dadurch ein kontinuierlicher langfristiger Ausbau der nigerianischen Erdölindustrie erschwert und die Investitionsbereitschaft der Rohölgesellschaften beeinträchtigt würde.

Die in § 14 der Prospektionslizenz und § 17 der Bergbaukonzession festgelegte Verpflichtung der Erdölgesellschaften nigerianische Arbeitskräfte zu schulen, ist von großer Bedeutung, da der Mangel an Facharbeitern und Technikern im beginnenden Industrialisierungsprozeß des Landes eminent ist. Eine Modifizierung der bestehenden Gesetze wäre jedoch nötig, da sie nur allgemeine Richtlinien über die Notwendigkeit der Ausbildung von Facharbeitern, jedoch keine Angaben über den Umfang dieser Verpflichtung enthalten. Die einzelnen Erdölgesellschaften müßten unter Mitwirkung der Regierung mittelfristige Rahmenpläne aufstellen, die die Zahl der auszubildenden Nigerianer, aufgliedert nach Berufsgruppen, entsprechend ihres zu erwartenden Arbeitskräftebedarfs, festlegen. Nur so ist gewährleistet, daß die rasch zunehmende Nachfrage der Erdölgesellschaften nach Facharbeitern nicht in anderen Wirtschaftszweigen zu Störungen führt bzw. daß sich die Gesellschaften nicht ihrer Verpflichtung entziehen, indem sie ausländische Arbeitskräfte heranziehen.

Eine Erhöhung der Pachtgebühren für die verschiedenen Konzessionsarten erscheint im ge-

genwärtigen Zeitpunkt nicht vordringlich, da die Regierung durch die Möglichkeit der Prämienerhebung bei der Vergabe der Konzessionen ein wirkungsvolles Instrument besitzt, ihre Einnahmen zu verbessern.

Die gesetzlichen Bestimmungen über die Höhe und die Berechnungsmethode der „Royalties“ erscheint reformbedürftig.

1. Die regionale Differenzierung der Höhe der Förderzinsen nach Konzessionsgebieten auf dem Festland, in der „inneren Zone“ und der „äußeren Zone“ des Kontinentalschelfs geschah mit dem Ziel, auch die unerforschten Gebiete des Schelfs in die Rohölsuche der Gesellschaften mit einzubeziehen. Da aber in den letzten Jahren auf dem Schelf, als Ergebnis zahlreicher Tiefbohrungen, umfangreiche Rohöllager nachgewiesen werden konnten, und außerdem übereinstimmenden Angaben der „Explorationsmanager“ der Gesellschaften zufolge in Nigeria keine wesentlichen Unterschiede der Rohölförderkosten auf dem Land und den Küstengewässern bestehen, ist die ursprüngliche Berechtigung der regionalen Differenzierung der Förderzinsen weggefallen. Eine einheitliche Festlegung der Förderzinsen auf 12 1/2 % bei Rohöl und 10 % bei Erdgas würde, verglichen mit den Vereinbarungen über Royalties in anderen Rohölförderländern, der gegenwärtigen internationalen Stellung der nigerianischen Rohölwirtschaft entsprechen.
2. Die Berechnung der Royalties erfolgt in Nigeria nach dem Wert des Rohöls an der Bohrstelle. Dieser ergibt sich aus den realisierten Verkaufserlösen am Exporthafen bzw. an der nigerianischen Raffinerie abzüglich der Gewinnungs-, Transport- und Lagerkosten¹⁰. Diese Berechnungsmethode benachteiligt die Regierung Nigerias gegenüber den Erdölgesellschaften. Für alle Mitglieder der Organisation der Erdöl-Ausfuhrländer (OPEC) stellen offizielle Listenpreise sog. „posted

¹⁰ o. V., Shell-BP's Financial Arrangements with Government, a. a. O., S. 1; vgl. auch § 9 Abs. 2 der Petroleum Profit Tax Ordinance, No. 15 of 1959.

In diesem Gesetz wird festgelegt, daß vom Wert des Rohöls „any cost of extraction“ ... und „any cost incurred by the company in transportation and storage of that oil between the field of production and the place of its disposal“ abgezogen werden dürfen.

prices“ die Berechnungsbasis für die Förderzinsen dar. Diese sind in aller Regel höher als die tatsächlichen Verkaufserlöse („realised prices“) da die Erdölgesellschaften, be-

dingt durch ein weltweites Rohölüberangebot, vielfach gezwungen sind, auf die Listenpreise zum Teil bis zu 25 % Rabatt zu gewähren.

Tab. 23:

Die durchschnittliche Höhe und die Berechnungsgrundlage der Rohöl-Förderzinsen in einzelnen Entwicklungsländern

Rohölförderländer	Höhe der Förderzinsen	Berechnungsgrundlage
Nigeria	8—12 1/2 %	Wert an der Bohrstelle
Libyen	12 1/2 %	Listenpreise (Naher Osten ./ Frachtkosten)
Iran	12 1/2 %	Listenpreis (Naher Osten) gilt nicht für staatliche Erdölkonzerne
Saudi-Arabien	15—20 %	Listenpreis (Naher Osten) abhängig vom Umfang der Ausbeute
Venezuela	16 2/3 %	Listenpreis (Rohölpreis Texas)
Indonesien	20 %	Listenpreis

Zusammengestellt nach:

o. V., Libyen, Neuartige Konzessionsbedingungen, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 7, Juli 1965, S. 267.

o. V., Unterschiede im Erdölrecht verschiedener Länder, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXI, Nr. 11, November 1964, S. 407 ff.

o. V., Saudi-Arabien: Neue Abkommen und Vermessungsarbeiten, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 11, November 1965, S. 407 f.

Im Vergleich mit den traditionellen Erdölförderländern wäre es eine gerechtfertigte Forderung der Regierung Nigerias, die Konzessionsverträge mit den Erdölgesellschaften so zu ändern, bzw. in Zukunft so abzuschließen, daß nicht der Wert des Rohöls an der Bohrstelle, sondern international festgelegte Listenpreise¹¹, zumindest jedoch die realisierten Verkaufserlöse ohne Abzug der Wertschöpfung durch Gewinnung, Transport und Lagerung des Rohöls, als Berechnungsgrundlage der Förderzinsen dienen.

Inwieweit die im Jahre 1965 abgeschlossenen Erdölverträge zwischen der französischen und der algerischen Regierung, nach denen das Rohölförderland Algerien 50 % der Förderung zur freien Verfügung hat, zukunftsweisend sind, kann wegen des politischen Charakters dieser Verträge heute noch nicht entschieden werden¹².

Neben diesen Vorschlägen zur Verbesserung der bestehenden Konzessionsgesetzgebung ist auch die Art der Gewinnteilung in Nigeria in wichtigen Punkten reformbedürftig.

II. DIE PETROLEUM PROFITS TAX ORDINANCE

Die Petroleum Profits Tax Ordinance, die im Jahre 1959 vom nigerianischen Parlament verabschiedet wurde, legt im wesentlichen die Ermittlung des steuerpflichtigen Gewinns durch

die Rohölfördergesellschaften und die Verteilung dieses Gewinns zwischen der Regierung und den Gesellschaften gesetzlich fest.

¹¹ Die Listenpreise Nigerias könnten nach den „postes prices“ der Rohölförderländer des Nahen Ostens, berichtigt um die Differenz der Rohöltransportkosten Naher Osten — Westeuropa bzw. Nigeria — Westeuropa, berechnet werden.

¹² o. V., Oil: Sahara to the North Sea, in: Newsweek, New York, August 9, 1965, S. 56 ff.

a) DIE GEWINNERMITTLUNG DER ERDÖLGESELLSCHAFTEN

1. Das Schema der Gewinn- und Verlustrechnung gemäß den §§ 9 bis 15 der Petroleum Profits Tax Ordinance in der Fassung vom 30. April 1959

Die Gliederungsvorschriften für die Jahreserfolgsrechnung der Erdölgesellschaften sind in

den §§ 9 bis 15 der Petroleum Profits Tax Ordinance festgelegt. Bei der Verwendung der Staffelform, deren Gliederungsschema § 9 vorschreibt, sind, unbeschadet einer weiteren Gliederung, folgende Positionen gesondert auszuweisen:

Tab. 24:

Das Gliederungsschema der Gewinn- und Verlustrechnung der §§ 9 bis 15 der Petroleum Profits Tax Ordinance in der Fassung von 1959

1. § 9 (1) a	Umsatzerlöse der gesamten Rohölverkäufe der Erdölgesellschaften		...
2. § 9 (1) b	Bestand an Rohöl, bewertet nach dem Wert des Rohöls an der Bohrstelle		...
3. § 9 (1) c	Erträge der Erdölgesellschaften, die in direktem Zusammenhang mit der Rohölwirtschaft stehen		
4.	Gesamterträge der Erdölgesellschaft in der Abrechnungsperiode		
5. § 10 (1) a	Aufwendungen für Pacht- und Mietzins (Grundstücke, Häuser); Aufwendungen für Entschädigungen, die sich bei der Rohölsuche in den Konzessionsgebieten ergeben		
6. § 10 (1) b	Aufwendungen für Zinsen, soweit sie in Zusammenhang mit der Rohölwirtschaft stehen		
7. § 10 (1) c	Aufwendungen für die Reparatur bzw. Instandsetzung von Gebäuden, Anlagen, Maschinen, Einrichtungsgegenständen zum Zwecke der Weiterführung der Rohölgewinnung		
8. § 10 (1) d	Zweifelhafte und uneinbringliche Forderungen		
9. § 10 (1) e	Aufwendungen, die im direkten Zusammenhang mit Schätz- und Förderbohrungen stehen		
10. § 10 (1) f	Soziale Aufwendungen		
11. § 10 (1) g	Andere in diesem Gesetz zugelassene Absetzungsmöglichkeiten		
12.	Berichteter Gewinn (adjusted profit)		
13. § 14 (1)	Verlustvortrag aus vergangenen Abrechnungsperioden		
14. § 15 (2)	steuerpflichtiger Gewinn (assessable profit)		
15. § 15 (2)	Abschreibungen auf die in § 1 Abs. a, b und c des zweiten Teils (Second Schedule) der Petroleum Profits Tax Ordinance bezeichneten Gegenstände		
16.	Zahlungspflichtiger Gewinn (chargeable profits)		

Zusammengestellt nach: Annual Volume of the Laws of the Federation of Nigeria 1959, containing the Ordinances of the Federation, Petroleum Profits Tax Ordinance, No. 15 of 1959, § 9 bis § 15; A 45 bis A 49 Lagos, Federal Government Printer.

Bei der Beurteilung der einzelnen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung sollen die für die Erdölwirtschaft charakteristischen Gesichtspunkte im Vordergrund stehen. Im Rahmen dieser Arbeit ist es von sekundärer Bedeutung, inwieweit das im Gesetz vorgeschriebene Gliederungsschema der Erfolgsrechnung betriebswirtschaftlichen Forderungen entspricht.

2. Die Erträge der Erdölgesellschaften als Grundlage für die Ermittlung des Betriebserfolges

Die Erträge einer Rohölfördergesellschaft müssen gemäß § 9 Abs. 1 der Petroleum Profits Tax Ordinance in drei Positionen aufgegliedert werden. Der Gesamtertrag einer Abrechnungs-

periode ergibt sich als Summe aus den Umsatzerlösen der gesamten Rohölverkäufe (§ 9/1/a), aus dem Bestand an Rohöl am Abrechnungszeitpunkt (§ 9/1/b), sowie aus sonstigen Erträgen der Gesellschaft, die in direktem Zusammenhang mit der Rohölwirtschaft stehen (§ 9/1/c).

Der Umsatzerlös, der nach dem Bruttonprinzip besonders ausgewiesen wird, ist der wichtigste Posten der Gewinn- und Verlustrechnung. Nach den Gesetzen der Rohölförderländer erfolgt die Ermittlung der Umsatzerlöse der Erdölgesellschaften grundsätzlich nach zwei unterschiedlichen Methoden, entweder nach fiktiven Listenpreisen („posted prices“) oder nach tatsächlich realisierten Verkaufserlösen („realised prices“). Während bei den theoretisch errechneten Verkaufserlösen das abgesetzte Rohöl nach den international festgesetzten Listenpreisen bewertet wird, bilden bei den realisierten Verkaufserlösen die tatsächlichen Einnahmen der Gesellschaften die Berechnungsgrundlage für die Erfolgsermittlung. Da die Erdölgesellschaften auf Grund des Überangebotes an Rohöl auf dem Weltmarkt auf die Listenpreise Rabatte gewähren müssen, sind die realisierten Verkaufserlöse zum Teil erheblich niedriger als die Umsatzerlöse, die sich auf Grund von „posted prices“ ergeben würden. Außerdem hat die Ermittlung der Umsatzerlöse nach dem „realised-price-system“ für die Rohölförderländer den Nachteil, daß ihr Steueraufkommen mit den auf dem Weltmarkt erzielbaren Rohölpreisen schwankt. In Nigeria sind, wie § 9 Abs. 1 a der Petroleum Profits Tax Ordinance vorschreibt, die tatsächlich erzielten Verkaufserlöse der Erdölgesellschaften der Ausgangspunkt für die Ermittlung des Betriebserfolges. Ähnlich wie in Nigeria wird auch in Venezuela der Umsatzerlös ermittelt, während in den Rohölförderländern des Nahen Ostens in aller Regel ein fixierter Listenpreis für die Berechnung des Umsatzerlöses Verwendung findet.

Nach § 9 Abs. 1 b muß in der Gewinn- und Verlustrechnung der Rohölbestand, der den Erdölgesellschaften im Abrechnungszeitpunkt zur Verfügung steht, sofern er noch nicht bei den Umsatzerlösen ausgewiesen wurde, nach dem Wert des Erdöls an der Bohrstelle angesetzt werden. Die bei der Beurteilung der Berechnungsmethode der Förderzinsen gemachten Einwände gelten hier analog.

Alle sonstigen Erträge der Erdölgesellschaften,

die in direktem Zusammenhang mit der Rohölgewinnung stehen, dürfen gemäß § 9 Abs. 1 c summarisch ausgewiesen werden. Vom betriebswirtschaftlichen Standpunkt erscheint eine Gliederung dieses Sammelpostens nach einzelnen genau festgelegten Ertragsarten als wünschenswert, um die Klarheit und Aussagefähigkeit dieser Position zu erhöhen.

3. Nach dem Gesetz zulässige ertragsmindernde Abzugs- positionen

Von dem Gesamtertrag einer Erdölgesellschaft dürfen nach § 9 der Petroleum Profits Tax Ordinance einige laufende Betriebskosten, ein eventueller Verlustvortrag aus vergangenen Abrechnungsperioden, sowie Abschreibungen abgezogen werden.

31. Die laufenden Betriebskosten (operating expenditures) einer Erdölgesellschaft können im Jahre ihrer Entstehung auf einmal vom Gesamtertrag der Abrechnungsperiode abgezogen werden. § 10 der Petroleum Profits Tax Ordinance versteht unter laufenden Betriebskosten nachfolgende sieben Aufwandsarten:

Aufwendungen für Pacht und Miete (ausgenommen Pachtgebühren für Rohölkonzessionen), sowie Entschädigung für die Verletzung der Rechte Dritter bei der Rohölerschließung in den Konzessionsgebieten (§ 10/1/a).

Aufwendungen für Kapitalzinsen, soweit sie in Zusammenhang mit der Rohölwirtschaft stehen (§ 10/1/b). Die Rohölzinsen sind in dieser Position nicht auszuweisen (§ 11/1/i).

Aufwendungen für die Reparatur bzw. Instandsetzung von Gebäuden, Anlagen, Maschinen, Einrichtungsgegenständen usw. (§ 10/1/c), soweit diese für die Rohölerschließung notwendig sind (§ 11/1/e). Abschreibungen für diese Gegenstände des Anlagevermögens sind in dieser Position nicht enthalten (§ 11/1/g).

Aufwendungen für zweifelhafte und uneinbringliche Forderungen (§ 10/1/d). Zu hoch angesetzte dubiose und uneinbringliche Forderungen vergangener Abrechnungsperioden sind unter sonstigen Erträgen auszuweisen (§ 10/1/d/ii).

Aufwendungen für Schätz- und Förderbohrungen, ausgenommen der Aufwendungen für Gegenstände des Anlagevermögens (§ 10/1/e/i). Aufwendungen für Suchbohrungen sind in diesem Posten ausdrücklich ausgenommen (§ 10/1/e/ii).

Soziale Aufwendungen, z. B. Pensionszahlungen, Hilfskassen, Krankenkassen, Wohlfahrtsvereine (§ 10/1/f). Etwaige Erträge aus sozialen Aufwendungen vergangener Abrechnungsperioden sind unter den sonstigen Erträgen auszuweisen.

Sonstige Aufwendungen, soweit sie in diesem Gesetz zulässig sind (§ 10/1/g).

Vom Gesamtertrag nicht abgerechnet werden dürfen Steuern vom Einkommen, vom Ertrag sowie sonstige Steuern, gleichgültig, ob diese in Nigeria oder in anderen Ländern zu entrichten sind (§ 11/1/f).

Nach Abzug dieser laufenden Betriebskosten vom Gesamtertrag ergibt sich als Zwischensumme der berichtigte Gewinn (adjusted profit).

32. Von diesem berichtigten Gewinn ist gemäß § 14/1 der Verlustvortrag aus vergangenen Abrechnungsperioden absetzbar. Die sich ergebende Zwischensumme wird im Gesetz als steuerpflichtiger Gewinn (assessable profit) bezeichnet.

33. Der wichtigste, zugleich aber umstrittenste Abzugsposten sind die Abschreibungen der Erdölgesellschaften. Nach § 15 Abs. 1 und 2 kann der steuerpflichtige Gewinn um die Abschreibungen gemindert werden. Als Endstufe der Gewinn- und Verlustrechnung ergibt sich dann der zahlungspflichtige Gewinn (chargeable profit) der Erdölgesellschaften.

Wegen ihrer Bedeutung und Komplexität wird die Bemessung der Abschreibung in einem Anhang (Second Schedule) zur Petroleum Profits Tax Ordinance gesondert behandelt. § 1 dieses Anhangs trennt in: 1. Abschreibungen von Gegenständen des unbeweglichen Anlagevermögens (qualifying building expenditure); hierzu zählen Gebäude (Bürohäuser, Lagerhallen, Wohnhäuser für Angestellte und Arbeiter), Straßen, Hafeneinrichtungen, Flugplätze usw. 2. Abschreibungen von Gegenständen des beweglichen Anlagevermögens (qualifying plant expenditure); hierzu gehören Maschinen, Einrichtungsgegenstände, Fahrzeuge aber auch Pipelines, Vorrattanks und Rohölpumpstationen. Abschreibungen von Rohölsuchkosten und immateriellen Entwicklungskosten (qualifying petroleum expenditure); hierzu sind nach den §§ 1 und 2 (Anhang) allgemeine Such- und Entwicklungskosten, Kosten für Suchbohrungen, Gebäude und Einrichtungen, die zum Zwecke der Rohölsuche errichtet wurden und die bei

Aufgabe der Rohölsuche wertlos wären, zu rechnen.

Das Abschreibungsverfahren wird in § 5 und § 6 gesetzlich vorgeschrieben. Danach sind einmalige Sonderabschreibungen (initial allowance) und jährliche Abschreibungen (annual allowance) gesetzlich zulässig. Gemäß § 5 können im Jahre der Anschaffung der Gegenstände des Anlagevermögens einmalige Sonderabschreibungen von den Anschaffungskosten durchgeführt werden. Außerdem sind nach § 6 im Jahre der Anschaffung sowie in den nachfolgenden Nutzungsjahren jährliche Abschreibungen zulässig. Die Höhe der im nigerianischen Steuerrecht vorgeschriebenen Abschreibungsprozentsätze werden in nachfolgender Tabelle zusammengefaßt.

Abgesehen von der Sonderabschreibung im ersten Jahr der Nutzung schreibt das nigerianische Steuerrecht die geometrisch degressive Abschreibung vor.

Wie das Beispiel in Tabelle C I (Anhang), sowie die graphische Lösung (Abb. 14) zeigen, bezieht sich der Abschreibungsprozentsatz auf den jeweils vorhergehenden Restbuchwert, wodurch die Abschreibungsbeträge von Jahr zu Jahr abnehmen. Die in Nigeria praktizierte Abschreibungsmethode belastet die einzelnen Abrechnungsperioden mit fallendem Abschreibungsaufwand; die ersten Jahre werden erheblich stärker belastet als die späteren. Außerdem kommt es bei der geometrisch degressiven Abschreibung nicht zur vollständigen Abschreibung der Anlage. Allerdings können die Erdölgesellschaften nach den §§ 8 bis 11 den Restwert auf einmal abschreiben, wenn die Gegenstände des Anlagevermögens für die Rohölerschließung nicht mehr verwendbar sind (z. B. Verschrottung der Anlagen, Ablauf von Rechten oder Lizenzen usw.).

Die außergewöhnlich hohen Sonderabschreibungen und die Anwendung der geometrisch degressiven Abschreibung haben kaum betriebswirtschaftliche Berechtigung. Dieses Abschreibungsverfahren vernachlässigt den Verlauf des technischen Verschleißes, orientiert sich nicht an der Ausgabenverteilung und entspricht nicht dem Prinzip der Aufwandsverursachung. Selbst die für die Rohölindustrie bedeutsame Abschreibungsursache der raschen Überalterung von Anlagen durch technischen Fortschritt und das erhöhte Risiko von Investitionen in politisch noch nicht stabilen Entwicklungsländern rechtferti-

Tab. 25:

Die Höhe der Abschreibungsprozentsätze für Erdölgesellschaften

Art des Anlagevermögens	einmalige Sonder- abschreibung	jährliche Abschreibung
1. Gegenstände des unbeweglichen Anlagevermögens (Gebäude, Straßen, Hafeneinrichtungen, Flug- plätze . . .)	20 %	10 %
2. Gegenstände des beweglichen Anlagevermögens (Maschinen, Fahrzeuge, Pipelines, Vorrattanks, Rohölpumpstationen . . .)	40 %	durchschnitt- lich 20 % (hängt von der Nutzungsdauer der Anlage ab)
3. Rohölsuchkosten und immaterielle Entwicklungs- kosten (allg. Such- und Entwicklungskosten, Kosten für Suchbohrungen . . .)	25 %	mindestens 15 %

Zusammengestellt nach:

Annual Volume of the Laws of the Federation of Nigeria, 1959, Petroleum Profits
Tax Ordinance, Second Schedule Capital Allowances, § 5, § 6 A 69 f.
o. V., Shell-BP's Financial Arrangements with Government, a. a. O., S. 3 f.

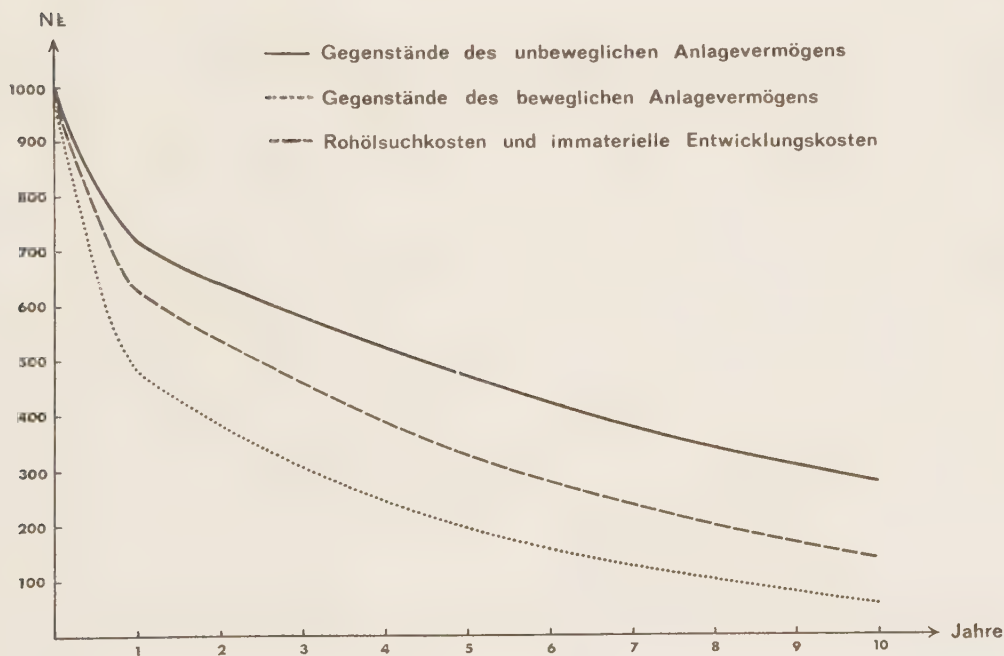


Abb. 14: Die gesetzlich zulässige Abschreibung für Rohölgesellschaften

Zusammengestellt nach Tabelle 25 und Tabelle C I.

gen, vom betriebswirtschaftlichen Standpunkt gesehen, nicht einen Abschreibungsprozentsatz, der am Ende des ersten Nutzungsjahres für Gegenstände des beweglichen Anlagevermögens beispielsweise über 50 % der Anschaffungskosten beträgt.

Die hohen Abschreibungsprozentsätze sind allein als eine wirtschaftspolitische Maßnahme der Regierung zu werten¹³. Wie in vielen Entwicklungsländern sollen sie auch in Nigeria ein Instrument zur Investitionsstimulierung sein¹⁴. Im Rahmen einer allgemeinen Industrieförderung stellen großzügige Abschreibungskonzessionen durch den damit möglichen Kapazitätserweiterungseffekt für die Unternehmungen einen wichtigen Finanzierungsfaktor dar; denn mangels anderer Finanzierungsmöglichkeiten sind Betriebe in Entwicklungsländern vielfach auf Methoden der Selbstfinanzierung angewiesen. Gesamtwirtschaftlich gesehen sind die hohen Abschreibungsprozentsätze im gegenwärtigen Entwicklungsstadium Nigerias als Stimulus zur Beschleunigung des Industrialisierungsprozesses mit Ausnahmen gerechtfertigt. Eine solche Ausnahme mit geringeren Abschreibungsraten wäre der nigerianischen Regierung für die kapitalstarken Erdölkonzerne zu empfehlen. Die saudi-arabische Regierung beispielsweise hat in dem im Jahre 1963 mit der Erdölgesellschaft Aramco abgeschlossenen Konzessionsvertrag die jährlichen Abschreibungsprozentsätze für Suchkosten auf 5 % herabgesetzt.

In den ersten Jahren der Rohölgewinnung sind in der Regel das Fördervolumen und damit die Erträge der Gesellschaften relativ gering, andererseits aber die Abschreibungsbeträge, auf Grund notwendiger umfangreicher Anlageinvestitionen zu Beginn der Rohölförderung hoch. Die Erdölgesellschaften hätten demnach für Jahre keine Ertragsteuern zu zahlen. Um der nigerianischen Regierung aber eine Mindestkörperschaftsteuer zu sichern, wird in § 15 Abs. 3 der Petroleum Profits Tax Ordinance der jährlich zulässige Abschreibungsbetrag beschränkt. Danach muß die Höhe der Abschreibungen so bemessen sein, daß garantiert wird, daß die Regierung 15 % der Körperschaftsteuer erhält, die sich ohne Abzug der Abschreibun-

gen vom steuerpflichtigen Gewinn ergeben würde. Ein Zahlenbeispiel, das die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria für die betriebsinterne Kalkulation entwickelte, soll diese Zusammenhänge verdeutlichen:

Tab. 26:

Berechnung des maximal zulässigen Abschreibungsbetrages

(Beispiel)

Gesamtertrag	1 000
./. laufender Betriebskosten § 10/1 a—g	200
berichtigter Gewinn	800
./. Verlustvortrag vergangener Perioden § 14/1	50
steuerpflichtiger Gewinn	750
./. Abschreibungen § 15/1 und 2	—
zahlungspflichtiger Gewinn	750
50 % Gewinnanteil der Regierung	375
./. Abzugspositionen gemäß § 17	230
Körperschaftsteuer	145
15 % der Körperschaftsteuer = garantierte Steuer	21,75

Von dieser garantierten Körperschaftsteuer läßt sich nun der maximal zulässige Abschreibungsbetrag errechnen:

15 % der Körperschaftsteuer	21,75
+ Abzugsposition gemäß § 17	230,00
Gewinnanteil der Regierung	251,75
Gewinnanteil der Erdölgesellschaft	251,75
Zahlungspflichtiger Gewinn	503,50
Steuerpflichtiger Gewinn	750,00

Die Differenz zwischen dem steuerpflichtigen Gewinn und dem zahlungspflichtigen Gewinn ist der maximal zulässige Abschreibungsbetrag; für unser Beispiel 246,50. § 15 Abs. 4 gibt eine Formel an, nach der sich der maximal zulässige Abschreibungsbetrag schematisch berechnen läßt:

$$\begin{aligned} &\text{maximal zulässiger Abschreibungsbetrag} \\ &= 85 \% \text{ des steuerpflichtigen Gewinns} \\ &./. 170 \% \text{ der Abzugsposition gemäß § 17} \end{aligned}$$

¹³ Nach dem Companies Income Tax Act vom Jahre 1961 werden neben den Rohölförderungsgesellschaften auch allen übrigen Unternehmungen in Nigeria ähnlich günstige Abschreibungsbedingungen zugewilligt.

¹⁴ Vgl. hierzu: Pätz, Jürgen, Steuersysteme und Steuerpolitik in Entwicklungsländern, Göttingen 1966, S. 65 ff.

Durch Einsetzen der Werte des obigen Zahlenbeispiels in diese Formel ergibt sich:

maximal zulässiger Abschreibungsbetrag

$$\begin{aligned} &= 85\% \text{ von } 750 - 170\% \text{ von } 230 \\ &= 637,5 - 391,5 = 246,50 \end{aligned}$$

Sollte der auf Grund der Abschreibungsprozent-sätze von Tabelle 25 errechnete Abschreibungs-betrag den maximal zulässigen Abschreibungs-betrag übersteigen, so kann die Differenz ge-mäß § 15/5 in der nächsten Abrechnungs-perioden als Aufwand von steuerpflichtigen Ge-winn abgezogen werden.

b) DIE GEWINNVERTEILUNG ZWISCHEN DEN ERDÖLGESELLSCHAFTEN UND DER REGIERUNG

1. Die Ermittlung der Körperschaft-steuer

Die Verteilung des Gewinns zwischen den Erd-ölgesellschaften und der Regierung wird in § 16 der Petroleum Profits Tax Ordinance geregelt:

„The assessable tax for any accounting period of a company shall be an amount equal of fifty per cent of its chargeable profits of that period.“

Die Körperschaftsteuer der Erdölförderungsgesellschaften beträgt somit in Nigeria 50 % des zahlungspflichtigen Gewinns. Dieses sog. 50 : 50 Agreement gilt als ein international anerkanntes Gewinnverteilungsverfahren, das von den meisten Rohölförderländern angewendet wird. Allerdings gelten in fast allen Förderländern als Grundlage der Berechnung der Körperschaftsteuer nicht mehr wie in Nigeria die tatsächlich erzielten Preise, sondern die offiziellen Listenpreise.

Seit 1964 sind Bestrebungen erkennbar, dieses 50 : 50 Agreement zugunsten der Rohölgewinnungsländer zu durchbrechen. Der Vertrag zwischen der Regierung von Kuwait und der Erdölgesellschaft Aminoil legt fest, daß der Staat entweder 50 % des fiktiven Gewinns, abgeleitet von den Listenpreisen, oder 57 % des zahlungspflichtigen Gewinns, berechnet auf Grund der tatsächlich erzielten Preise, erhält, je nachdem, welcher der beiden Sätze für Kuwait günstiger ist. Die japanische Erdölgesellschaft Arabian Oil muß, unabhängig von den erzielten Preisen für Rohöl, für ihre Förderkonzession in der Neutralen Zone 57 % des Gewinns abführen¹⁵. Und der Erdölvertrag zwischen dem französischen und dem algerischen Staat setzt die Kör-

perschaftsteuer für die Zeit 1965—1967 auf 53 %, für 1968 auf 54 % und von 1969 an auf 55 % fest¹⁶.

2. Nach dem Gesetz zulässige Abzugspostitionen von der Körperschaftsteuer

Gemäß § 17 der Petroleum Profits Tax Ordinance dürfen die Erdölgesellschaften von der Körperschaftsteuer nachfolgende Positionen absetzen:

1. Alle in der Abrechnungsperiode an den nigerianischen Staat abgeführten Förderzinsen
2. Alle Zahlungen an den Staat bzw. an staatliche Institutionen (Bundesregierung, Regionalregierungen, Gemeinden) in Form von Zöllen, Steuern, allgemeinen Gebühren, Pachtzahlungen für Rohölkonzessionen usw.

Die Differenz zwischen der Körperschaftsteuer und den in § 17 zugelassenen Abzugsposten ergibt den endgültigen Steuerbetrag, den die Gesellschaften an die Regierung abführen müssen. Nach dem nigerianischen Erdölgesetz sind somit die Förderzinsen und Gebühren in die 50 %ige Gewinnbeteiligung des Staates einzurechnen.

Die in Nigeria praktizierte Verrechnung der Förderzinsen wird von der OPEC entschieden abgelehnt. Seit Jahren bekämpft diese Organisation der bedeutendsten rohölfördernden Entwicklungsländer die Zulässigkeit des Abzugs von Förderzinsen von der Körperschaftsteuer und fordert ihre Verrechnung als laufende Betriebskosten. Heute haben sich fast alle Erdölgesellschaften der Forderung der OPEC gebeugt; in Libyen, Saudi-Arabien, dem Iran, Ka-

¹⁵ o. V., Unterschiede im Erdölrecht verschiedener Länder, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 408 f.

¹⁶ o. V., Algerien bereichert sich, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 9, September 1965, S. 324 f.

tar und Venezuela werden die Förderzinsen und Gebühren vom steuerpflichtigen Gewinn als Aufwendung abgezogen¹⁷. Durch diese Neuregelung werden in Zukunft die Einkünfte dieser Staaten entscheidend gesteigert. Nachfolgende Tabelle soll an Hand eines theoretischen Zahlenbeispiels den Unterschied zwischen der Behandlung der Förderzinsen und Gebühren als laufende Betriebskosten bzw. als Abzugsposition von der Körperschaftsteuer aufzeigen. Nach diesem Beispiel erhält der nigerianische Staat gemäß § 17, d. h. im Fall der Be-

handlung der Förderzinsen als Abzugsposition von der Körperschaftsteuer 230 N£ Förderzinsen und allgemeine Gebühren und 70 N£ zahlungspflichtige Körperschaftsteuer, insgesamt also 300 N£. Würden die Förderzinsen und Gebühren jedoch als laufende Betriebskosten verrechnet, d. h. als Aufwand vom zahlungspflichtigen Gewinn abgesetzt, wie es die OPEC für ihre Mitgliedstaaten durchsetzte, so beliefen sich die Staatseinnahmen auf 230 N£ + 185 N£, also auf insgesamt 415 N£.

Tab. 27:

Vergleich zwischen der Verrechnung der Förderzinsen gemäß § 17 der nigerianischen Petroleum Profits Tax Ordinance und der Forderung der OPEC

Beispiel:

Gesamtertrag der Erdölgesellschaft 1000 N£

Gewinn- und Verlustrechnung	Förderzinsen als Abzugsposten von der Körperschaft- steuer gem. § 17 der Petroleum Pro- fits Tax Ordinance	Förderzinsen als laufende Betriebs- kosten gem. der Forderung der OPEC
Gesamterträge	1 000	1 000
./. laufende Betriebskosten § 10	200	200
= berichtigter Gewinn	800	800
./. Verlustvortrag § 14	50	50
= steuerpflichtiger Gewinn	750	750
./. Abschreibungen § 15	150	150
./. Förderzinsen und Gebühren	unzulässig	230
zahlungspflichtiger Gewinn	600	370
50 % Gewinnanteil der Regierung	300	185
./. Förderzinsen und Gebühren	230	—
zahlungspflichtige Körperschafts- steuer	70	185

¹⁷ o. V., Erdöl-Förderzinsen, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 2, Februar 1965, S. 68.

III. DIE ANPASSUNG DER NIGERIANISCHEN ROHÖLGESETZGEBUNG AN INTERNATIONALE RECHTSNORMEN

a) DER HEUTIGE STAND DER ROHÖLGESETZGEBUNG NIGERIAS

Bei der Beurteilung der Konzessionsgesetze und der Petroleum Profits Tax Ordinance ist davon auszugehen, daß sie bereits im Jahre 1959 Rechtskraft erlangten, zu einem Zeitpunkt, als die Zahl und Fündigkeit der nigerianischen Rohöllagerstätten von der Regierung noch nicht abgeschätzt werden konnte. Die Gesetze waren darauf abgestellt, den Erdölgesellschaften durch günstige Vertragsbedingungen einen Anreiz zu schaffen, die Rohölsuche im Nigerdelta mit seinem dichten Dschungel und seinen Mangrove-sümpfen, trotz der hohen Such- und Entwicklungskosten, in Angriff zu nehmen. Diese wirtschaftspolitische Konzeption findet ihren sichtbaren Ausdruck vornehmlich in nachfolgenden vier für die Erdölgesellschaften außergewöhnlich günstigen gesetzlichen Verfügungen:

1. Die Förderzinsen, deren Höhe zwischen 8 und 12,5 % schwankt, werden nach dem Wert des Rohöls an der Bohrstelle berechnet.

2. Die Förderzinsen und sonstigen Abgaben an den Staat werden in den 50%igen Gewinnanteil der Regierung mit eingerechnet.
3. Die Gewinnermittlung erfolgt auf der Basis von realisierten Verkaufserlösen.
4. Ausgehend von betriebswirtschaftlichen Grundsätzen sind die den Erdölgesellschaften zugestandenen Abschreibungssätze ungerechtfertigt hoch.

Auf Grund der bedeutsamen Rohölfunde und der explosiv zunehmenden Rohölförderung änderte die Bundesregierung ihre Wirtschaftspolitik gegenüber den Erdölgesellschaften und ist seit 1964 bestrebt, die nigerianische Rohölgesetzgebung den international gültigen Rechtsnormen anzupassen. Inwieweit dies rechtlich zulässig und ökonomisch zweckmäßig ist, soll im Folgenden geprüft werden.

b) RECHTLICHE MÖGLICHKEITEN DER ÄNDERUNG DER ROHÖLGESETZGEBUNG

Bestrebungen der rohölfördernden Entwicklungsländer, eine bestehende Erdölgesetzgebung zu ihren Gunsten zu ändern, führen in der Regel zu hart geführten, von Machtpolitik mitbestimmten Verhandlungen. Auch in Nigeria sind langwierige Verhandlungen zwischen dem Federal Government und den Gesellschaften vor allem über den Grad der Gesetzänderung zu erwarten. Erleichtert wird die Situation in Nigeria allerdings dadurch, daß die bestehende Rohölgesetzgebung bereits einige Bestimmungen enthält, nach denen eine Änderung von Einzelgesetzen unter bestimmten Voraussetzungen möglich ist. Diese Verfügungen lassen eine enge Verflechtung zwischen den Konzessionsverträgen und der Petroleum Profits Tax Ordinance erkennen.

Die Konzessionsverträge zwischen der Regierung und den Erdölgesellschaften wurden für einen exakt begrenzten Zeitraum abgeschlossen. So beträgt die Laufzeit der Explo-

rationslizenzen ein Jahr, der Prospektionskonzessionen auf dem Festland drei, auf dem Kontinentalschelf vier Jahre und die Laufzeit der Bergbaurechte dreißig (für Festlandsgebiete) bzw. vierzig Jahre (für den Schelf). Nach Ablauf dieser Konzessionen haben die Erdölgesellschaften kraft Gesetzes die Möglichkeit, Explorationslizenzen um ein Jahr und je nach der Lage der Konzessionsflächen auf dem Festland bzw. auf dem Schelf, Prospektionskonzessionen um zwei, respektive drei Jahre, sowie Bergbaurechte um dreißig bzw. vierzig Jahre zu verlängern. Die Regierung hat aber im Fall einer Verlängerung der Lizenzen das Recht, eine Änderung der ursprünglichen Konzessionsverträge durchzuführen; so kann beispielsweise die Berechnungsmethode und die Höhe der Förderzinsen revidiert werden. Praktisch bedeutet diese Bestimmung jedoch, daß die in den Jahren 1960 und 1962 abgeschlossenen Bergbaukonzessionsverträge zwischen der Regierung

und der Shell-BP Petroleum Development Company, die einen großen Teil der erdölhöffigen Gebiete im Nigerdelta einschließen, erst in den Jahren 1990 bzw. 1992 geändert werden könnten.

Zusätzlich zu den Konzessionsverträgen wurden zwischen der Regierung und den einzelnen Erdölgesellschaften beurkundete Einzelverträge abgeschlossen; diese sog. „Deed of Covenants“ legen fest, daß die in der Petroleum Profits Tax Ordinance geregelte Gewinnermittlung und Gewinnverteilung während der gesamten Laufzeit der Konzession Gültigkeit besitzen. Die erste diesbezügliche Vertragsklausel wurde zwischen Shell-BP und der nigerianischen Zentralregierung am 1. Juni 1959 abgeschlossen¹⁸. Entsprechend dieser Verfügung könnte die bestehende Gewinnverteilung, zumindest was die Bergbaurechte der Shell-BP auf dem Festland betrifft, ebenfalls erst in den Jahren 1990 bzw. 1992 neu festgelegt werden. Von höchst aktueller Bedeutung für die Frage der rechtlichen Zu-

lässigkeit von Gesetzesänderungen im heutigen Zeitpunkt sind die schriftlichen Vereinbarungen (Letters of Agreement) zwischen den Gesellschaften und der Regierung, die festlegen, daß die „Deeds of Covenants“ zugunsten der Regierung geändert werden können, wenn der in Nigeria tätige Erdölkonzern oder eine Gesellschaft, die dieser direkt oder indirekt kontrolliert, in irgend einem anderen afrikanischen Staat einen Vertrag abschließt, bzw. ein Gesetz akzeptiert, in denen der Gewinnanteil des betreffenden Landes höher als der Nigerias ist. Dieser Vertrag bedeutet, daß die nigerianische Rohölgesetzgebung in enger Korrelation mit bestehenden Gesetzen in anderen afrikanischen Ländern zu sehen ist. Es ergibt sich daher die Notwendigkeit, die Gesetze und die Konzessionäre in afrikanischen Förderländern zu analysieren, um mögliche Auswirkungen auf die nigerianische Rohölgesetzgebung aufzeigen zu können.

c) DIE ROHÖLGESETZGEBUNG DER WICHTIGSTEN AFRIKANISCHEN FÖRDERLÄNDER

Ein Vergleich der Rohölgesetzgebung der afrikanischen Förderländer zeigt deutlich, daß sich vor allem die im Jahre 1965 von den nordafrikanischen Staaten Algerien und Libyen verabschiedeten Erdölrechte in entscheidenden Gesichtspunkten von den bestehenden Bestimmungen in Nigeria unterscheiden.

1. Das algerisch-französische Erdölabkommen

Am 29. Juli 1965 wurde zwischen den Regierungen von Algerien und Frankreich ein neues Erdölabkommen geschlossen, das sich sowohl in der Grundkonzeption als auch in Einzelfragen von der nigerianischen Gesetzgebung abhebt¹⁹:

1. Als wichtigste Neuerung sieht der Vertrag die Gründung einer sog. „Kooperativvereinigung“, d. h. einer gemeinsamen vom französischen und algerischen Staat zu gründenden Erdölgesellschaft vor.
2. Die Gewinnermittlung erfolgt auf Grund von kalkulierten Festpreisen. Diese sind zwar

niedriger als die offiziellen Listenpreise im Nahen Osten, aber die Festpreisvereinbarung schirmt gegen die Wirkung von Preisschwankungen auf dem Weltmarkt ab.

3. Der Gewinnanteil der algerischen Regierung wurde für den Zeitraum 1965 bis 1967 auf 53 %, für 1968 auf 54 % und von 1969 an auf 55 % festgelegt.
4. Schließlich schafft der algerisch-französische Vertrag die Erschöpfungsabschreibungen ganz ab und gleicht die allgemeinen Abschreibungen an die im Nahen Osten üblichen Abschreibungssätze an.

Inwiefern die in diesem Vertrag getroffene Vereinbarung, die Fördermenge von ca. 560 000 Barrels pro Tag bei Abschluß des Vertrags innerhalb von drei Jahren zu verdoppeln, realisierbar ist, bleibt abzuwarten, zumal bisher nur französische Erdölgesellschaften das Vertragswerk anerkannten; so beispielsweise die Beteiligungsgesellschaften der Nigerian SAFRAP wie die RAP und die SAFREP. Dagegen beharren

¹⁸ o. V., Shell-BP's Financial Arrangements with Government, Port Harcourt 1965, S. 1.

¹⁹ Vgl. hierzu: o. V., Algerien bereichert sich, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 324 ff.

die übrigen in der Sahara nach Rohöl suchenden Unternehmen, z. B. Shell, Mobil und Phillips nach wie vor auf den Bestimmungen ihrer ursprünglichen Einzelverträge²⁰.

2. Die Rohölgesetzgebung Libyens

Am 20. Oktober 1965 verabschiedete die libysche Regierung ein neues Erdölgesetz, das sich in dem hier interessierenden Rahmen in nachfolgenden Punkten von der Rohölgesetzgebung Nigerias unterscheidet²¹:

1. Als Berechnungsgrundlage der Förderzinsen, die einheitlich 12,5 % betragen, gelten offizielle Listenpreise.
2. Die Förderzinsen werden als laufende Betriebskosten verrechnet.
3. Die Gewinnermittlung erfolgt auf Grund von offiziellen Listenpreisen, allerdings abzüglich von Übergangsrabatten von 7,5 % für 1965 und von 6,5 % für 1966.
4. Die Abschreibung wurde an die in den anderen Mitgliedstaaten der OPEC üblichen Abschreibungssätze angepaßt und sind wesentlich niedriger als in Nigeria.

Das libysche Erdölgesetz realisiert praktisch alle Forderungen der OPEC. Trotzdem haben alle bedeutenden Erdölkonzerne, die in Libyen nach Rohöl suchen, dieses Gesetzwerk akzeptiert und sich um neu zu vergebende Konzessionen beworben, so auch die in Nigeria tätigen Gesellschaften Shell, BP, Mobil, Gulf, AGIP, Amoseas und Phillips²².

3. Prüfung der Anwendbarkeit der algerischen und libyschen Rohölgesetzgebung für Nigeria

Sowohl in Algerien als auch in Libyen garantiert die Rohölgesetzgebung dem Staat einen erheblich größeren Anteil an den Erträgen der

Rohölwirtschaft als in Nigeria. Damit ist die vertraglich festgesetzte Voraussetzung erfüllt, nach der die nigerianische Regierung eine Neuregelung der Gewinnverteilung fordern kann. Als Verhandlungsgrundlage für ein neu zu gestaltendes Rohölrecht eignet sich aus sachlichen und formalen Gründen die Rohölgesetzgebung Libyens eher als die des algerisch-französischen Erdölvertrages.

Rein formal würde eine Gesetzesänderung in Nigeria nach Maßgabe des libyschen Rechtes dadurch erleichtert, daß, entsprechend der im „Deed of Covenant“ festgelegten Verfügung, die auch in Nigeria tätigen Gesellschaften Shell, BP, Mobil, Gulf, AGIP, Amoseas und Phillips das libysche Gesetz bereits anerkannt haben, während an die Rechtsvorschriften des algerisch-französischen Regierungsabkommens von den nigerianischen Erdölgesellschaften bisher nur die SAFRAP gebunden wäre. Aber auch aus sachlichen Gründen ist der libysche Rohölvertrag dem algerischen, was seine Anwendbarkeit für Nigeria betrifft, vorzuziehen; denn der französisch-algerische Vertrag ist stark auf die Bedürfnisse dieser beiden Staaten abgestellt und wurde bisher nur von französischen Gesellschaften anerkannt; dagegen stellt der libysche Erdölvertrag das Ergebnis langwieriger Verhandlungen zwischen der OPEC und den internationalen Erdölkonzernen dar und ist in seiner Grundkonzeption in allen Mitgliedstaaten der OPEC realisiert. Der internationale Charakter des libyschen Gesetzes ist für Nigeria in Bezug auf die Durchsetzbarkeit von Rechtsansprüchen von entscheidender Bedeutung. Außerdem entsprechen die Rohölgesetze Libyens, die frei von dirigistischen Eingriffen in die Unternehmenspolitik der Gesellschaften sind, weit mehr der praktizierten Wirtschaftspolitik Nigerias, als die im algerisch-französischen Vertrag anklingenden Verstaatlichungstendenzen.

²⁰ o. V., Algerien, Ausblick auf magere Jahre, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 2, Februar 1966, S. 65.

²¹ o. V., Libyen verschlechtert die Konzessionsbedingungen, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 1, Januar 1966, S. 7 ff.

²² o. V., Libyen, Rekordwachstum der Förderung, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 3, März 1966, S. 104 f.

d) BEURTEILUNG DER WIRTSCHAFTLICHEN ZWECKMÄSSIGKEIT VON GESETZESÄNDERUNGEN

Aus den vorausgehenden Abschnitten geht hervor, daß eine Änderung der Rohölgesetzgebung Nigerias im gegenwärtigen Zeitpunkt rechtlich zulässig, und wie der Vergleich mit den Erdölabkommen anderer Förderländer zeigte, auch sachlich vertretbar ist. Zu klären bleibt nun noch die Frage des optimalen Umfangs der Gesetzesänderung, wobei die Bandbreite der Entscheidungsmöglichkeiten von der Beibehaltung des gegenwärtigen Status bis zur Anpassung an die in Nordafrika praktizierte Ertragsteilung reicht.

Als maximale Zielsetzung käme eine Angleichung der nigerianischen Rohölgesetzgebung an das libysche Erdölabkommen vom 20. Oktober 1965 in Betracht. Die Realisierung dieser Forderung würde zweifellos eine Vollmitgliedschaft Nigerias in der Organisation der Erdölausfuhrländer (OPEC) erleichtern. Allerdings würde die Zugehörigkeit Nigerias zur OPEC eine Gefahr in sich bergen. Seit Juli 1965 beschränkt diese Organisation, versuchsweise für zwölf Monate, die Rohölförderung ihrer Mitglieder entsprechend der Aufnahmefähigkeit des Marktes, um den harten Wettbewerb, hervorgerufen durch die Überproduktion von Rohöl, zu vermindern. Sollte die Kontingentierung des Fördervolumens als Maßnahme der Preisstabilisierung auch in Zukunft fortgeführt werden, so würde, im Falle des Beitritts Nigerias zur OPEC, mit Sicherheit das starke Wachstum der nigerianischen Rohölförderung der letzten Jahre gehemmt werden. Dem Vorteil einer stärkeren Verhandlungsposition im Bezug auf die Erdölgesellschaften stünde dann der Nachteil einer kontrollierten Rohölgewinnung gegenüber. Die Angleichung der nigerianischen Rohölgesetzgebung an die in Nordafrika verwirklichte Gewinnteilung ist noch unter einem anderen Aspekt zu sehen. Eine Verbesserung des Anteils der Regierung an den Erträgen aus der Roh-

ölwirtschaft würde zwangsläufig zu einer Erhöhung des Kostenniveaus der Gesellschaften führen. Da es sich bei den in Nigeria tätigen Erdölgesellschaften um internationale Konzerne handelt, die abgesehen von Tennessee bereits in Algerien bzw. Libyen Rohöl fördern, wäre als Reaktion eine Einschränkung des Fördervolumens in Nigeria verbunden mit einer forcierten Gewinnung in Nordafrika, das zum europäischen Markt transportkostengünstiger liegt, nicht auszuschließen. Solange der Absatzmarkt für das nigerianische Rohöl hauptsächlich in Westeuropa liegt, besteht für die Regierung Nigerias die Notwendigkeit, ihre Forderungen an eine Gesetzesänderung mindestens im Ausmaß der geringeren Transportkosten des nordafrikanischen Rohöls zu beschränken. Die Änderung der nigerianischen Rohölgesetzgebung ist so durchzuführen, daß der ertragssteigernde Effekt einer Erhöhung des Gewinnanteils der Regierung nicht durch Einschränkungen der Fördermenge aufgehoben oder sogar überkompensiert wird.

Aus diesen Gründen muß der Fragenkomplex der Gesetzesänderung in enger Verbindung mit dem Fördervolumen gesehen werden. Bei den heute noch weltwirtschaftlich gesehen relativ geringen Fördermengen in Nigeria hätte eine vertragliche Verpflichtung der Erdölgesellschaften in den nächsten fünf Jahren ein jährliches Wachstum der Rohölförderung von ca. 6 Mill. t, entsprechend der Steigerung der Förderung von 1964 auf 1965, zu garantieren, vermutlich einen größeren volkswirtschaftlichen Nutzen als überhöhte gesetzliche Forderungen. Außerdem sollte in den Verhandlungen der Regierung mit den Gesellschaften die Anhebung der Nebenabsprachen, wie Ausbildung, Sozialinvestitionen und Mitarbeit an der Industrialisierung des Landes, als Verhandlungspunkt aufgenommen werden.

D. DIE STELLUNG VON ROHÖL UND ERDGAS INNERHALB DER ENERGIESTRUKTUR NIGERIAS

I. DIE MIT ROHÖL UND ERDGAS IM WETTBEWERB STEHENDEN ENERGIETRÄGER

Nigeria ist in der glücklichen Lage, mit Rohöl, Erdgas, Glanzkohle, Lignit und Wasserkraft fast alle zur Zeit weltwirtschaftlich bedeutenden Energiequellen zu besitzen.

a) GLANZKOHLE

1. Lage und Umfang der Glanzkohlevorkommen

Glanzkohlelager wurden erstmals im Jahre 1909 in der Nähe von Udi im unteren Niger-Becken entdeckt. Diese Funde waren der Anlaß zur intensiven geologischen Erforschung des Gebiets um Enugu, die im Jahre 1915 zur Eröffnung der Udi-Zeche führte¹. Der wachsende Inlandsbedarf an Kohle und günstige Absatzmöglichkeiten in andere westafrikanische Staaten führte vor und nach dem Zweiten Weltkrieg zu einer verstärkten Erforschung der nigerianischen Kohlelagerstätten.

Die umfangreichsten, bisher in Nigeria entdeckten Glanzkohlevorkommen befinden sich im Gebiet zwischen Enugu und Ogboyoga. Entlang der sog. „Enugu-Abdachung“, die in Nord-Süd-Richtung verläuft, treten in unregelmäßigen Abständen bei Enugu und Ezimo in der Ost-Region, sowie in Orukpa, Okaba und im Gebiet um Ogboyoga-Odokpono in der Nord-Region fünf wirtschaftlich bedeutsame Flöze an die Oberfläche. Die Kohleablagerungen sind frühkretazeischen Alters und gehören zu den „Lower Coal Measures“². Neben diesen Kohlelagerstätten sind westlich von Enugu in der Onitsha- und Kabba-Provinz, sowie in der nordöstlichen Owerri-Provinz zahlreiche Kohleausbisse bekannt, die zu den „Upper Coal Measures“ gehören und in der obersten Kreide und

dem Paleozän entstanden. Die unterschiedliche Mächtigkeit der Flöze, die geringe Qualität dieser Glanzkohle und die schwierigen Abbaubedingungen stehen einer lohnenden Erschließung dieser Felder entgegen. Außerdem finden sich noch einige Glanzkohleformationen frühkretazeischen bis alttertiären Alters in anderen Teilen der Nord- und West-Region. Diese Kohlelager sind aber entweder wegen ihrer geringen Mächtigkeit oder wegen der ungünstigen Lage zum Absatzmarkt ohne wirtschaftliche Bedeutung.

Die Glanzkohlereserven der sieben bisher geologisch erforschten Lagerstätten Nigerias belaufen sich, wie aus Tabelle D I (Anhang) zu sehen ist, auf 353 Mill. t, wovon 267 Mill. t auf vermutete Reserven entfallen. Nicht enthalten in der Schätzung sind Kohlereserven in Flözen mit einer Mächtigkeit von unter einem Meter, die 47 Mill. t betragen, sowie jene Vorkommen, die in nicht an die Oberfläche tretenden Flözen lagern³.

2. Qualität und Verwendungsmöglichkeiten der Glanzkohle

Die Qualität der entlang der „Enugu-Abdachung“ zutagetretenden Kohle der Lagerstätten Enugu, Ezimo, Orukpa, Okaba und Ogboyoga wurde von G. JEFFORD eingehend analysiert⁴; die wichtigsten Ergebnisse dieser Untersuchung

¹ Swardt, de A. M. J. und Casey, O. P., The Coal Resources of Nigeria, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 28, Ministry of Mines and Power, Lagos 1963 S. 1 f.

² Vgl. Stratigraphische Tabelle A VI.

³ Swardt, de A. M. J., und Casey, O. P., a. a. O., S. 59 f.

⁴ Jefford, G., Physical and Chemical Characteristics of the Nigerian Coals, in: Swardt, de A. M. J. und Casey, O. P., a. a. O., S. 35 bis 58.

sind in Tabelle D II (Anhang) zusammengefaßt. Der Heizwert der luftgetrockneten Kohle der „Lower Coal Measures“ beträgt 9570 bis 12 200 B.Th.U./lb, was 5 300 bis 6 800 kcal/kg entspricht. Unter Berücksichtigung des Alters und der Art der Entstehung der Kohle ist der Feuchtigkeitsgehalt, der von 2,9 % bis 16,8 % schwankt, niedrig. Dagegen sind der Aschengehalt, der sich zwischen 3,9 % und 26 % bewegt und der Anteil flüchtiger Bestandteile, der um 40 % oszilliert, relativ hoch. Der Kohlenstoffgehalt wird schließlich in der Untersuchung von G. JEFFORD mit durchschnittlich 40 % angegeben. Auf Grund des hohen Aschengehaltes, des hohen Anteils an flüchtigen Bestandteilen und des geringen Feuchtigkeits- und Kohlenwasserstoffgehaltes, ist diese nigerianische Kohle gemäß der amerikanischen Kohleklassifikation der Gruppe der „A and B subbituminous class“, nach dem internationalen Kohlenklassifikationssystem der Handelsgruppe VII mit der Codennummer 800 zuzurechnen⁵. Es handelt sich also um eine Glanzkohle, d. h. um eine hochwertige Braunkohle, die infolge der Einwirkung hohen Drucks nahezu den Inkohlungsgrad der Steinkohle erreicht.

Aus der chemischen Zusammensetzung der Kohle ergeben sich zwangsläufig ihre Verwendungsmöglichkeiten. Die Glanzkohle, die leicht zündet und mit langer Flamme brennt, gilt als ein guter Brennstoff und auf Grund des hohen Harz- und Wachsanteils eignet sie sich, einer Untersuchung der Firma Henry Balfour Company Ltd. zufolge, vortrefflich zur Gewinnung

von Nebenprodukten, wie Kunstdünger, Teer und Kunststoffe⁶. Aber gerade in diesen Bereichen wird sie in naher Zukunft einen harten Wettbewerb mit Erdölderivaten und Erdgas zu bestehen haben. Eine Monopolstellung hätte die Kohle zur Kohleversorgung des bei Onitsha geplanten Stahlwerkes⁷. Jahrzehntlang waren Fachleute, die die nigerianische Glanzkohle analysierten der Ansicht, daß sie unter keinen Umständen kokend sei. Experimente, welche die Firma Simon-Carves Ltd. im September 1961 im englischen Eisen- und Stahlwerk Shelton Company Ltd. durchführte, haben jedoch bewiesen, daß aus Enuguglanzkohle unter Beimischung von etwa 15 % Pech ein für metallurgische Zwecke brauchbarer Hochtemperaturkoks hergestellt werden kann⁸. Wegen des komplizierten Koksgewinnungsverfahrens wären allerdings Importe qualitativ hochwertiger Steinkohle aus Nordamerika kostengünstiger. Ein weiterer Faktor, der die Absatzchancen der Kohle beeinträchtigt, ist ihre geringe Lagerfähigkeit. Im tropischen Klima vermindert sich die Qualität und damit der Heizwert der bröckeligen Glanzkohle innerhalb weniger Wochen der Lagerung beträchtlich.

Trotz der verkehrsgünstigen Lage der Glanzkohle an der Eisenbahnlinie und in der Nähe schiffbarer Flüsse und trotz der hohen Reserven erscheint auf Grund ihrer minderen Qualität die Wettbewerbsfähigkeit der Glanzkohle gegenüber Erdgas und Mineralölen nur bei ihrer Verwendung direkt am Gewinnungsort gegeben.

b) LIGNIT

1. Lage und Umfang der Lignitvorkommen

Zahlreiche Braunkohlenflöze, die zu der Lignitformation des Miozän gehören, konnten in Südnigeria in den Provinzen Benin, Onitsha und

Owerri nachgewiesen werden. Die größten Lignitlagerstätten konzentrieren sich, nach dem heutigen Stand der Erforschung, um die Stadt Asaba am Niger. Von dort ausgehend erstrecken sich die Vorkommen, wie aus der geologischen Karte zu ersehen ist, in einem brei-

⁵ Gumz, Wilhelm und Regul, Rudolf, Die Kohle Entstehung, Eigenschaften, Gewinnung und Verwendung, Essen 1954, S. 57 ff.

⁶ Nigerian Coal Corporation, Facts about the Nigerian Coal Corporation, Coal from Enugu Mine, Enugu, March 1963, S. 1.

⁷ Der Kohlebedarf des bei Onitsha geplanten Stahlwerkes beträgt 128 000 t Glanzkohle. Report on the Feasibility of Establishing an Integrated Steel Mill in Nigeria, Westinghouse Electric International Company u. a., July 1961, Teil II, S. 3 f.

⁸ Nigerian Coal Corporation, Twelfth Annual Report for the Year 1961—1962, Enugu 1962, S. 6 f.

ten Band je ca. 80 km in nordwestlicher und südöstlicher Richtung⁹. Die Lignitvorkommen befinden sich also in unmittelbarer Nähe des bis Asaba-Onitsha ganzjährig schiffbaren Nigers.

Die gesamten Lignitreserven dürften mehrere hundert Millionen Tonnen betragen. Genau erforscht wurden allerdings erst die Gebiete um Ogwashi-Asaba und Obomkpa. Die zwei Hauptflöze im Bereich von Ogwashi-Asaba mit einer durchschnittlichen Mächtigkeit von 2,4 bzw. 5,2 m haben ein Reservevolumen von 62 Mill. t, wovon 25 Mill. t im Tagebau bei natürlicher Entwässerung abgebaut werden könnten. Die Lignitreserven bei Obomkpa, 20 km nordwestlich von Asaba, betragen etwa 10 Mill. t¹⁰.

2. Qualität und Verwendungsmöglichkeiten der Lignite

Eine chemische Analyse der Asababraunkohle wurde von der Firma Powell Duffryn Technical Services Ltd. durchgeführt und ist in ihrem Ergebnis in Tab. D II (Anhang) zusammengefaßt. Danach beträgt der Heizwert luftgetrockneter Braunkohle etwa 9000 bis 10300 B.Th.U./lb. (5000 bis 5700 kcal/kg). Außerdem haben die getesteten Lignite einen Feuchtigkeitsgehalt bis zu 40 %, einen Aschengehalt von 5 bis 8 %, 35 bis 39 % flüchtige Bestandteile und einen Kohlenstoffanteil von 20 bis 26 %.

Wie die nigerianische Glanzkohle sind die Lignite sehr leicht zündend, was sie als guten Brennstoff charakterisiert. Sie sind zudem außergewöhnlich reich an Harzen und Wachsen und somit zur Gewinnung von Nebenprodukten geeignet. Einer wirtschaftlichen Nutzung der Lignite standen bislang ihre ungünstigen Abbaubedingungen entgegen. Von der Möglichkeit des Tagebaus wurde abgesehen, da in der Regenzeit, die vom Mai bis Oktober reicht, ein Tagebau auf Grund der Abbauschwierigkeiten durch Morastbildung wirtschaftlich unrentabel wäre. Eine Gewinnung der Lignite in der Trockenzeit und ihre Lagerung bis zum Verbrauch scheidet ebenfalls aus, da die Braunkohle bereits nach mehrwöchiger Lagerung an Heizwert verliert. Der ganzjährig mögliche Untertagebau kommt kaum in Betracht, da die Qualität der Lignite gegenüber der Glanzkohle geringwertiger ist und bei einem freien Wettbewerb nicht konkurrenzfähig wäre. Zudem gelten die Einschränkungen, die beim Wettbewerb der Glanzkohle mit Erdöl und Erdgas aufgezeigt wurden, in ähnlicher Weise auch für die Lignite.

Trotz der großen Reserven und der transportkostengünstigen Lage stehen die klimabedingten Erschwernisse des Abbaues und die mindere Qualität der Lignite einer ökonomischen Nutzung im gegenwärtigen Zeitpunkt entgegen.

c) WASSERKRAFT

Nigeria besitzt ein reichhaltiges und weitverzweigtes Flußsystem. Da jedoch keine umfassenden Untersuchungen vorliegen, welche dieser Flüsse, auf Grund ihres Gefälles, ihrer jahreszeitlichen Wasserführung und der Geländeformen zur Errichtung von rentablen Wasserkraftwerken geeignet wäre, muß sich eine Berechnung des Wasserkraftpotentials auf bereits erforschte Gewässer beschränken.

In der Vergangenheit war die Wasserkraftnut-

zung auf das Jos-Plateau beschränkt. Seit Beginn des Zweiten Weltkrieges erfolgte ein kontinuierlicher Ausbau der Wasserkräfte in diesem Gebiet, so daß heute die Brutto-Leistungssumme der Generatorenstationen der Staudämme Kwall, Kurra und Jekko I und II 21 MW beträgt; dies entspricht einer Stromerzeugung, unter den gegebenen Bedingungen, von jährlich ca. 130 Mill. kWh¹¹. Nach Angaben der Nigerian Electricity Supply Corporation ist eine

⁹ Vgl. hierzu: Wilson, R. C., *Brown Coal in Nigeria*, Geological Survey of Nigeria, Occasional Paper No. 1, 1924, S. 16.

Buchanan, K. M. und Pugh, J. C., a. a. O., S. 183.

Simpson, A., *The Lignite Seams of Asaba Division Benin Province*, in: Annual Report of the Geological Survey Department, for the Year 1948, The Government Printer, Lagos 1949, S. 6 ff.

¹⁰ Swardt, A. M. J. und Piper, H., *The Lignites of Asaba Division, Benin Province*, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1957, S. 5 und 13 f.

¹¹ Arthur D. Little, *Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development*, a. a. O., S. 71.

Verdoppelung des gegenwärtigen Leistungspotentials durch die Vergrößerung der bestehenden Kraftwerke, sowie durch die Errichtung neuer Staudämme bei den Sha-Wasserfällen und im Sanga-Tal möglich.

Durch den sprunghaft steigenden Elektrizitätsbedarfs des Landes angeregt, wurde seit Mitte der fünfziger Jahre von der niederländischen Firma NEDECO und von der Balfour Beatty Co. Ltd., das Wasserkraftpotential des Niger- und Benueflußsystems untersucht. Geologische, topographische und hydrologische Erforschungen ergaben als günstigste Standorte für Großstaudämme Kainji und Jebba am Niger, sowie

die Shiroro Gorge Schlucht am Kaduna River¹². Nach den bestehenden Plänen soll bei Vollausbau dieses integrierten Staudammsystems eine Generatorenleistung von 1730 MW entstehen, wovon, wie aus Tabelle D III (Anhang) zu ersehen ist, 880 MW auf Kainji, 450 MW auf Jebba und 400 MW auf Shiroro Gorge entfallen¹³. Die Summe der Jahreserzeugung würde dann bei einem „load factor“ von durchschnittlich 55% bei 8330 GWh liegen.

Zusammenfassend sei festgestellt, daß in Nigeria bisher Wasserkräfte mit einem Leistungspotential von 1772 MW nachgewiesen wurden.

d) GESAMTANALYSE DES ENERGIEPOTENTIALS

Um zusammenfassend einen quantitativen Vergleich der einzelnen Energiearten durchführen zu können, ist eine Umrechnung der Resermengen der verschiedenen Energieträger auf die sowohl in der deutschen als auch in der angelsächsischen Literatur verwendeten einheitlichen Bezugsgröße „Steinkohleneinheit“ notwendig¹⁴. Bei der Berechnung der gesamten Energiereserven müssen die Wasserkräfte unberücksichtigt bleiben, da die Bestimmung eines langfristigen Energiepotentials der Wasserkräfte methodisch problematisch ist, da kein Bezug zur Zeit möglich erscheint.

Wie aus dem Kreisdiagramm zu entnehmen ist, betragen die Gesamtreserven Nigerias etwa 2030 Mill. t SKE. Dabei kann es sich natürlich nur um eine Richtgröße handeln, da das Land geologisch noch nicht umfassend erforscht wurde. Im Kreisdiagramm tritt deutlich die dominierende Stellung der Erdöl- und Erdgasreserven mit ca. 75% des Gesamtenergiepotentials hervor. Bei einer Bevölkerung von 55,6 Millionen Menschen ergeben sich per capita Energiereserven von 36 t SKE. Da der pro-Kopf-Energieverbrauch nur 0,03 t SKE beträgt, wird die Energiewirtschaft Nigerias durch einen erheb-

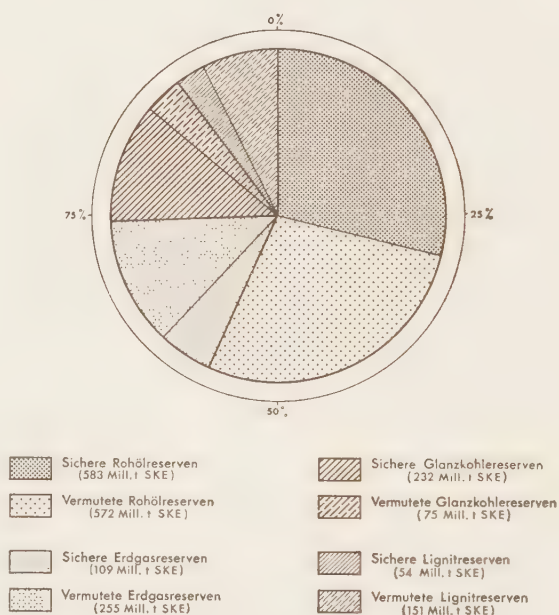


Abb. 15: Die Energiereserven Nigerias in Mill. t SKE

Zusammengestellt nach Tabelle D IV (Anhang).

¹² NEDECO, The Hague und Belfour Beatty u. Co. Ltd., London, Niger Dams Project, Volume I, Chapter 2, S. 1 ff., The Hague, April 1961.

¹³ Zum Vergleich seien die Maximalleistungen der größten bestehenden, im Bau befindlichen und geplanten Wasserkraftwerke Afrikas aufgeführt. Die theoretische Leistung des Kariba-Wasserkraftwerkes beträgt 4300 MW, die Endleistung des Volta-Wasserkraftwerkes bei Akosombo 900 MW und die des neuen Assuan-Dammes 3600 MW. Am Unterlauf des Kongos ist sogar ein Kraftwerk mit einer potentiellen Leistung von 25000 MW geplant. — Quelle: Krüger, Karl, Mächte der Energie, Berlin 1965, S. 204, 290, 336 und 340.

¹⁴ 1 t Steinkohleneinheit (SKE) = 1 t Bituminous Coal Equivalent (BCE) = 1 t Steinkohle mit einem Heizwert von 7000 kcal/kg.

lichen potentiellen Energieüberschuß gekennzeichnet.

Die geologische Karte Nigerias zeigt, daß die Erdöl-, Erdgas- und Kohlevorräte des Landes alle im Bereich des unteren Niger-Beckens liegen. Diese Konzentration des Energiepotentials auf Süd-Nigeria führt zu einer einseitigen Verteilung der Energiereserven auf die vier politischen Regionen. Während knapp 90 % des gesamten Energiepotentials auf die Ost- und Mittelwest-Region entfallen, liegen in der volkreichsten und größten Nord-Region nur etwa 10 % der Reserven. Im Westen des Landes konnten bislang keine bedeutenden Energievorräte nachgewiesen werden. Diese unterschied-

liche Verteilung der Energiequellen muß ohne wirtschaftspolitische Steuerung zu einem ungleichgewichtigen wirtschaftlichen Wachstum in den einzelnen Regionen führen. Eine der Maßnahmen der Regierung zur Überwindung des Nord-Süd-Gegensatzes auf dem Energiesektor ist in dem geplanten Ausbau der Wasserkraftreserven in der Nord-Region am Niger und Kaduna River zu sehen.

Da Nigeria fast alle zur Zeit weltwirtschaftlich bedeutenden Energiequellen besitzt, besteht die Möglichkeit, den Energiebedarf des Landes durch eine optimale Kombination der Energieträger zu decken.

II. DIE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE NUTZUNG DER ENERGIE-TRÄGER IN DER VERGANGENHEIT

a) DIE DARSTELLUNG DER ENERGIESTRUKTUR NIGERIAS ANHAND VON PRIMÄRENERGIEBILANZEN

Die tatsächliche Nutzung der nigerianischen Energiequellen soll anhand von Primärenergiebilanzen dargestellt werden. In der in Tabelle D V (Anhang) aufgestellten Primärenergiebilanz für Nigeria errechnet sich der Primärenergieverbrauch des Landes als Aufkommen aus der Gewinnung von Primärenergieträgern im Inland und den Einfuhren von Primär- und Sekundärenergieträgern, abzüglich der Ausfuhren an Primärenergieträgern, den Reexporten von Sekundärenergieträgern sowie den Energieverlusten durch Erdgasabfackelung. Die energiewirtschaftliche Strukturanalyse beschränkt sich auf die gesamtwirtschaftlich relevanten Phasen des Energieflusses. Durch einen Vergleich der Primärenergiebilanzen der Jahre 1950 bis 1964 steht die Darstellung der Entwicklungstendenzen in der Energiestruktur im Vordergrund. Eine solche statistische Übersicht läßt die energiewirtschaftliche Situation Nigerias erkennen und ist darüberhinaus das wichtigste Hilfsmittel für die Beurteilung der zukünftigen Bedarfsentwicklung im Energiesektor¹⁵.

In der Primärenergiebilanz sind die einzelnen Energieträger in den Maßeinheiten angegeben, die in den nigerianischen Energiestatistiken üblich sind; Kohle und Rohöl in Tonnen, Mineralölfertigprodukte in Barrels bzw. Imperial Gallons, Erdgas in Kubikfuß und elektrischer Strom in kWh. Um einen Vergleich der unterschiedlich erfaßten Energiemengen durchführen zu können, werden die einzelnen Energieträger in einer gemeinsamen Maßgröße ausgedrückt. Als physikalische Maßeinheit eignet sich die international gebräuchliche „Steinkohleneinheit“, d. h. die Umrechnung der Energieträger erfolgt im Verhältnis ihrer spezifischen Heizwerte. Die Aussagekraft einer Energiebilanz hängt im entscheidenden Maß vom Umfang und der Richtigkeit der statistischen Unterlagen ab. Der Primärenergiebilanz Nigerias lagen im wesentlichen statistische Veröffentlichungen und Mitteilungen aus den nachfolgenden Teilbereichen der Energiewirtschaft zu Grunde: Jahresberichte der „Nigerian Coal Corporation“ in Enugu, Geschäftsberichte der „Nigerian Electricity Supply Corporation“ in Jos, Jahresberichte der „Elec-

¹⁵ Vgl. Gleissner, Erwin, Wirtschaftliche und methodische Probleme bei der Vorausschätzung des gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs und seiner Struktur nach Energieträgern unter besonderer Berücksichtigung von bisher erstellten Energieverbrauchsschätzungen, Inaugural-Dissertation, München 1965, S. 12 f.

tricity Corporation of Nigeria“ in Lagos, unregelmäßige Veröffentlichungen und persönliche Mitteilungen der einzelnen Mineralölmarketinggesellschaften, Jahresberichte des „Ministry of Mines and Power“ in Lagos, sowie Monats- und Jahresberichte des „Federal Office of Statistics“ in Lagos. Die Energiestatistiken Nigerias sind, gemessen an anderen Ländern Schwarzafrikas, in Umfang, Gliederung und Aussagekraft überdurchschnittlich. Trotzdem weisen auch sie noch eine Reihe von Mängeln auf:

1. Die formale und sachliche Kontinuität innerhalb einzelner Veröffentlichungen sowie die Koordination zwischen verschiedenen Publikationen ist unzureichend.
2. Die Energiestatistiken enthalten keine exakten, kontinuierlichen Angaben über Bestandsänderungen der Energieträger, was zu einer Verfälschung der einzelnen Jahresbilanzen führt. Bei einem Vergleich der Jahresbilanzen im Zeitraum von 1950 bis 1964 erfolgt jedoch ein Ausgleich der Bestandsmehrungen und Bestandsminderungen, so daß zumindest die Entwicklungstendenzen in der Energiestruktur zutage treten.
3. Die Jahresabgrenzungen in den statistischen Veröffentlichungen aus den Teilbereichen der Energiewirtschaft sind nicht einheitlich. Während sich die Angaben, welche den Außenhandel und die Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle betreffen, auf Kalenderjahre beziehen, gibt die „Nigerian Electricity Supply Corporation“ ihr Elektrizitätserzeugungsvolumen nach ihrem Geschäftsjahr, das vom 1. April eines Jahres bis zum 31. März des folgenden Jahres läuft, an. Da jedoch der Anteil der Wasserkrafterzeugung an der ge-

samten Energieproduktion des Landes von untergeordneter Bedeutung ist, birgt die Diskrepanz in der unterschiedlichen Jahresabgrenzung keine entscheidenden Fehlerquellen.

4. Etwa 3% der Importe der Mineralölfertigungsprodukte sind in den Außenhandelsstatistiken nicht mengenmäßig, sondern nur ihrem Wert nach angegeben. Bei diesen in Tabelle D XIII/9 unter „sonstige Erdölfertigungsprodukte“ zusammengefaßten Einfuhren handelt es sich zum größten Teil um Bitumen, Pech, feste Schmiermittel und ähnliche Produkte, die dem nicht energiewirtschaftlichen Verbrauch zuzurechnen sind und der Übersichtlichkeit wegen sofort in der Primärenergiebilanz abgezogen werden.
5. Lieferungen von Bunkerkohle und Bunkerölen an die Binnen- und Hochseeschifffahrt, sowie der Bedarf an Flugzeugkraftstoffen und Flugturbinenkraftstoffen der nationalen und internationalen Fluggesellschaften sind als inländischer Verbrauch auf der Rohenergiestufe ausgewiesen¹⁶. Obwohl dadurch der tatsächliche geographische Verbrauchsort unberücksichtigt bleibt, ist die Zuordnung des gesamten Bunker- und Flugbenzinverbrauchs Nigerias als inländischer Verbrauch bedingt gerechtfertigt, da nach F. J. RUMLER die gesamte Schifffahrt und Luftfahrt, die ein Land berührt, „in sehr enger Beziehung zur wirtschaftlichen Tätigkeit des Landes“ steht¹⁷.

Trotz der angeführten Einschränkungen gestattet der nachfolgende Vergleich der Primärenergiebilanzen Nigerias einen umfassenden Einblick in die Energiestruktur des Landes.

b) DIE ENTWICKLUNG DES ENERGIEAUFKOMMENS IM INLAND

Für zwei Jahrzehnte war die bei Enugu geförderte Glanzkohle der einzige kommerziell genutzte Energieträger Nigerias. Seit der Eröffnung der Udi-Zeche im Jahre 1915 vergrößerte sich die Kohlegewinnung von kleineren Schwankungen abgesehen, kontinuierlich und erreichte 1958 mit ca. 925 000 t ihren Maximalwert. In den folgenden Jahren verminderte sich die

Kohleförderung jedoch auf durchschnittlich 600 000 t pro Jahr. Trotz dieses relativ geringen Fördervolumens spielte die Kohle für die Entwicklung der Infrastruktur des Landes als Energiequelle für die Eisenbahn und die Elektrizitätserzeugung in Wärmekraftwerken eine wichtige Rolle.

Seit dem Jahre 1937 erzeugt die „Nigerian

¹⁶ Im Jahre 1964 setzten die Marketinggesellschaften ca. 0,7 Mill. Barrels Erdölderivate, das sind knapp 9% des gesamten Mineralölbedarfs Nigerias, an diese Energieverbraucher ab.

¹⁷ Rumler, Franz-Josef, Wirtschaftliche Probleme bei der Aufstellung von Energiebilanzen und bei der Vorausschätzung des künftigen Energiebedarfs, München 1960, S. 14 ff.

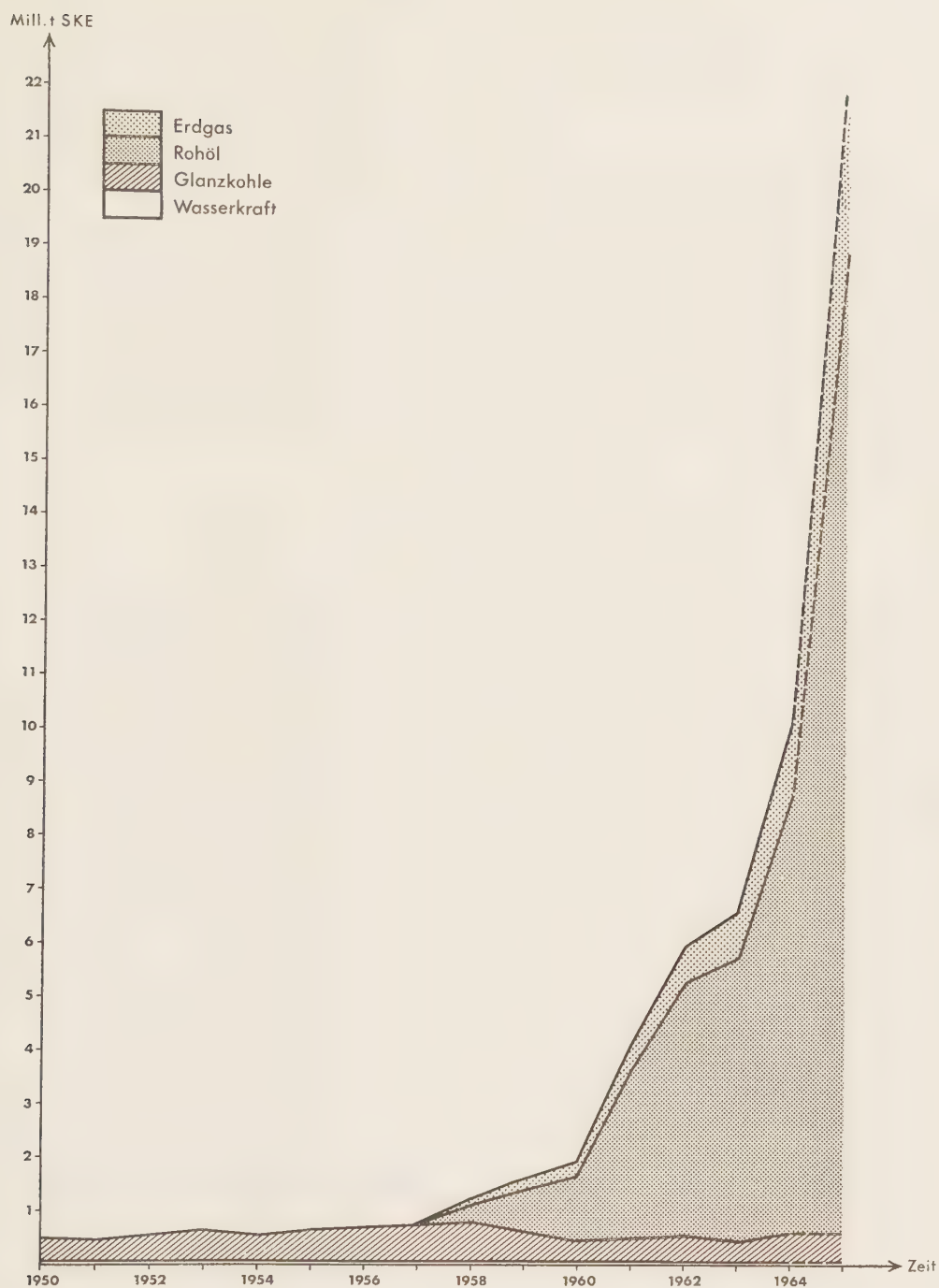


Abb. 16:

Die Gewinnung von Primärenergieträgern in Nigeria in den Jahren 1950 bis 1964 in Mill. t SKE

Zusammengestellt nach Tabelle D V (Anhang).

Electricity Supply Corporation“ am Josplateau elektrischen Strom aus Wasserkraft. Die Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft, die im Jahr 1964 ca. 130 MWh betrug, besitzt nur lokale Bedeutung für die Zinngewinnung in diesem Gebiet.

Mit dem Beginn der Rohöl- und Erdgasförderungen im Jahre 1958 trat in der Energie-Urproduktion Nigerias, wie Abb. 16 zeigt, ein struktureller Wandel ein. Die starke Steigerung der Rohöl- und Erdölgasgewinnung hat zu einer Ausweitung des inländischen Aufkommens an Rohenergieträgern von 0,723 Mill. t SKE im Jahre 1957 auf ca. 22 Mill. t SKE 1965 geführt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, daß heute noch der größte Teil der Ölfeldgasförderung, wie die Primärenergiebilanz zeigt, auf Grund

fehlender Absatzmärkte abgefackelt werden muß.

Der Schwerpunkt der nigerianischen Energieerzeugung liegt im unteren Nigerbecken. Abgesehen von der gesamtwirtschaftlich unbedeutenden Wasserkraftproduktion am Josplateau in der Nord-Region, entfiel bis zum Jahre 1964 die gesamte Primärenergieerzeugung auf die Ost-Region. Im Jahre 1965 wurde dann auch in der Mittelwest-Region die Erdöl- und Erdgasförderung im Gebiet um Ughelli und im offshore Konzessionsblock D aufgenommen. Diese beiden Regionen besitzen auf Grund ihrer Ausstattung mit abbaufähigen Energiereserven günstige Voraussetzungen für die Errichtung von energieintensiven Industriezweigen.

c) DIE ENTWICKLUNG DES ENERGIEAUSSENHANDELS

Die Umschichtung der Struktur des inländischen Energieaufkommens hat auch einen Strukturwandel im Energieaußenhandel zur Folge. Wie aus Tabelle D VII (Anhang) hervorgeht, entwickelte sich Nigeria von einem Energieimportland zu einem wichtigen Exporteur von Energieträgern. Während die Energieeinfuhren von 0,39 Mill. t SKE im Jahre 1950 bis zum Jahre 1964 nur auf 1,60 Mill. t SKE anstiegen, entwickelten sich die Energieausfuhren im gleichen Zeitraum von 0,1 Mill. t SKE auf 8,48 Mill. t SKE. In diesen Werten sind Wiederausfuhren von Mineralölfertigprodukten, die im Untersuchungszeitraum zwischen 0,1 und 0,26 Mill. t SKE schwankten, enthalten. Um den Strukturwandel im Energieaußenhandel jedoch klarer zum Ausdruck zu bringen, werden im nachfolgenden Diagramm jene Mineralölfertigprodukte, welche Nigeria einführt, die aber in die Nachbarstaaten Dahomey, Niger, Tschad und Kamerun reexportiert werden, eliminiert¹⁸.

Bis zum Jahre 1957 war der Energieaußenhandel charakterisiert durch unbedeutende Ausfuhren von Glanzkohle, die zur Versorgung der ghanaischen Eisenbahn dienten und durch einen um ein Vielfaches höheren Einfuhrbedarf an Mineralölfertigprodukten. Das sich ergebende Energiedefizit belastete die nigerianische Zah-

lungsbilanz erheblich. Seit dem Beginn der Rohölförderung im Jahre 1958 wuchsen die Ausfuhren an Primärenergieträgern rasch an und obwohl auch der Einfuhrbedarf an Mineralölfertigprodukten weiter anstieg, entwickelte sich Nigeria zu einem Land mit positivem Energiesaldo, der 1965 über 17 Mill. t SKE betrug und sich in Zukunft weiter vergrößern wird. In Tabelle D VIII (Anhang) werden noch die Ausfuhren und die Einfuhren am inländischen Aufkommen bzw. am Primärenergieverbrauch gemessen. Der Anteil der Energieausfuhren am inländischen Aufkommen erhöhte sich von 0,6% im Jahre 1950 auf über 80% 1964 und der Anteil der Energieeinfuhren am Primärenergieverbrauch wuchs im gleichen Zeitraum von 36,5% auf knapp 70% an.

Wie auf Grund der dominierenden Stellung der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria nicht anders zu erwarten, waren die Hauptabnehmer des Rohöls Großbritannien, die BRD und die Niederlande. Trotz der großen Rohölexporte war Nigeria auf Grund einer fehlenden eigenen Raffinerie gezwungen, bis zum Jahre 1965 den gesamten Inlandsbedarf an Mineralölfertigprodukten vornehmlich aus Mittelamerika, Venezuela, den USA sowie aus Italien und Großbritannien zu importieren.

¹⁸ In den nigerianischen Energiestatistiken sind die Wiederausfuhren den Energieimporten und Energieexporten zugerechnet; dies ist bedingt berechtigt, da an den reexportierten Gütern durch Dienstleistungen in Nigeria, wie Lagerung, Umladung und Transport, eine Wertschöpfung eintritt, die sich auch in den erhöhten Wiederverkaufspreisen dieser Erdölprodukte niederschlägt.

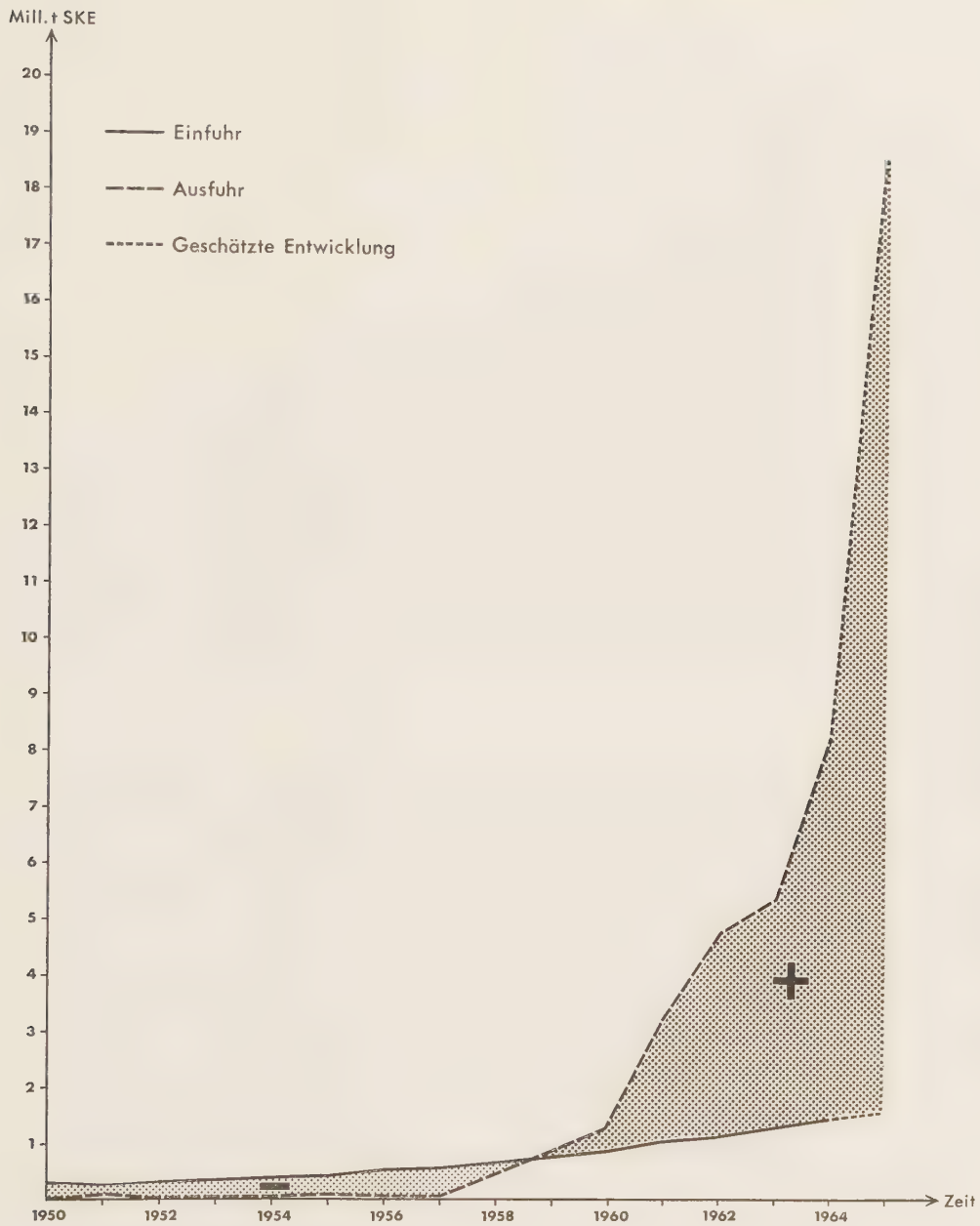


Abb. 17:

Der Energieaußenhandel Nigerias ohne Reexporte in den Jahren 1950 bis 1964 in Mill. t SKE

Zusammengestellt nach Tabelle D VIII (Anhang).

d) DIE ENTWICKLUNG DES PRIMÄRENERGIEVERBRAUCHS

Der Primärenergieverbrauch Nigerias erhöhte sich im 15-jährigen Untersuchungszeitraum 1950—1964 von 0,809 Mill. t SKE auf 2,077 Mill. t SKE; dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate von 7,0 %.

Die Berechnung des pro-Kopf-Energieverbrauchs stößt bei den mangelhaften Bevölkerungsstatistiken Nigerias auf kaum überwindbare Schwierigkeiten. Die Volkszählung vom Jahr 1952/53 ergab eine Bevölkerung von 30,4 Millionen. Bei einem Bevölkerungswachstum von jährlich etwa 2 %, das die Vereinten Nationen und das Statistische Bundesamt in Lagos in ihren Fortschreibungen zugrundelegten, ergäbe sich für das Jahr 1964 eine Einwohnerzahl von 37,9 Millionen¹⁹. Wie Tabelle D X (Anhang) zeigt, hätte sich der pro-Kopf-Energieverbrauch im Untersuchungszeitraum 1950—1964 von 27,9 kg SKE auf 54,8 kg SKE nahezu verdoppelt. Nach dem Zensus vom November 1963 gab die Bundesregierung in Lagos die Einwohnerzahl Nigerias mit 55,67 Millionen an²⁰. Die Richtigkeit dieser Angabe wird vielfach bezweifelt, da aus politischen Gründen die Möglichkeit einer Manipulation des Zählergebnisses nicht von der Hand zu weisen ist. Für das Jahr 1963 würde sich dann ein Energieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung von 32,4 kg SKE errechnen. In jedem Fall aber ist der per-capita-Energieverbrauch Nigerias selbst für ein Entwicklungsland niedrig.

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs für die einzelnen Energieträgergruppen in 1000 t SKE und die Anteile der Gruppen in % zeigt die nachfolgende graphische Darstellung. Als Tendenz tritt, bei steigendem Gesamtenergieverbrauch, der relativ konstante Kohlebedarf, der um 550 000 t SKE oszilliert, sowie das starke Vordringen des Mineralöls, das im Untersuchungszeitraum von 234 000 t SKE auf über 1,4 Mill. t SKE anwuchs, deutlich hervor. Der Stromverbrauch aus Wasserkraft und der Erdgasverbrauch spielen hingegen gesamtwirtschaftlich keine größere Rolle. Das Wachstum des Primärenergieverbrauchs entfällt somit fast ausschließlich auf Erdölprodukte. Die Strukturwandlung des Primärenergieverbrauchs wird in Abb. 18 b verdeutlicht. Das Vordringen der Erd-

ölfertigprodukte, deren Anteil am Energieverbrauch des Landes von ca. 29 % 1950 auf knapp 70 % 1964 anwuchs, erfolgte zu Lasten der Kohle, deren Anteil von 70 % auf 26,5 % sank. Der Anteil der Wasserkraft spielte sich relativ konstant bei 1,3 % ein und Erdgas schließlich war 1964 mit 3,1 % am Gesamtenergieverbrauch Nigerias beteiligt.

Da sich die Erdölprodukte aus verschiedenartigen Produkten mit unterschiedlichen Verwendungsmöglichkeiten zusammensetzen, ist eine Detailbetrachtung, die langfristige Strukturwandlungen erkennen läßt, notwendig. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des Mineralölverbrauchs Nigerias für den Zeitraum 1950 bis 1964. Langfristig ist zu erkennen, daß, abgesehen von Flugzeugkraftstoffen, der Verbrauch aller Mineralölfertigprodukte, absolut gesehen zunimmt. Bei der Betrachtung des Anteils der einzelnen Derivate am Gesamtmineralölverbrauch fallen drei Entwicklungstendenzen ins Auge. Der Anteil der Benzine am gesamten Mineralölverbrauch verminderte sich von 53,7 % auf knapp 30 %, während der Anteil der Dieselmotorkraftstoffe von 10 % auf 27,6 % und der des Heizöls sogar von 3 % auf über 20 % anstieg. Die beginnende Industrialisierung und die Strukturveränderung in der Versorgung der nigerianischen Wärmekraftwerke mit Energieträgern sind die Hauptursachen für diese Entwicklung. Die Analyse der Energiestruktur Nigerias anhand von Primärenergiebilanzen zeigte, daß die Rohölfunde das Primärenergieaufkommen im Inland sowie den Energieaußenhandel grundlegend veränderten, während sie sich auf den Energieverbrauch bislang nicht auswirkten. Trotz der ständig steigenden Rohölförderung mußte in der Vergangenheit der Bedarf an Erdölfertigprodukten importiert werden, so daß der Anteil der inländischen Energiequellen an der Gesamtenergieversorgung von ca. 63,5 % 1950 auf ca. 30 % im Jahre 1964 sank. Aus dieser Entwicklung des Energieverbrauchs ergab sich für die nigerianische Regierung der berechtigte Wunsch, einen Teil der Rohölförderung in einer eigenen Raffinerie zu verarbeiten und auch Erdgas verstärkt für die Energieversorgung des Landes einzusetzen.

¹⁹ Annual Abstract of Statistics 1963, Federal Office of Statistics, Lagos 1963, S. 25.

Demographic Yearbook, 1963, fifteenth Issue, United Nations, New York 1964, S. 148 f.

²⁰ Annual Abstract of Statistics 1964, Federal Office of Statistics, Lagos 1965, S. 12.

Der Energieverbrauch Nigerias in den Jahren 1950 bis 1964 in 1000 t SKE und in Prozent

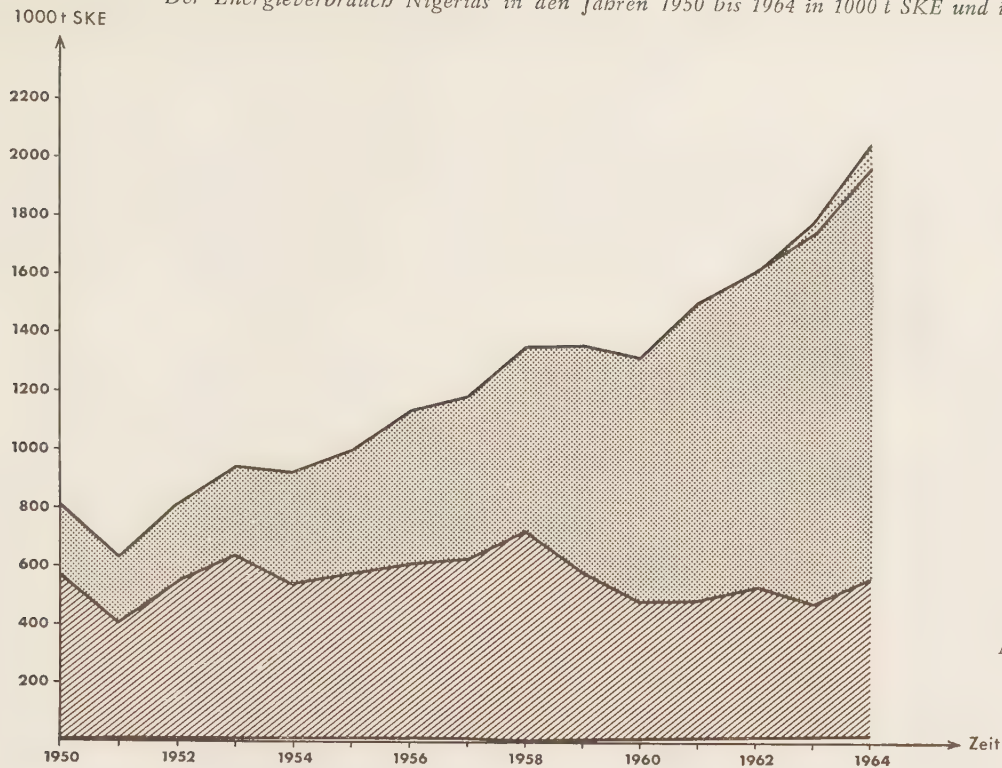


Abb. 18 a

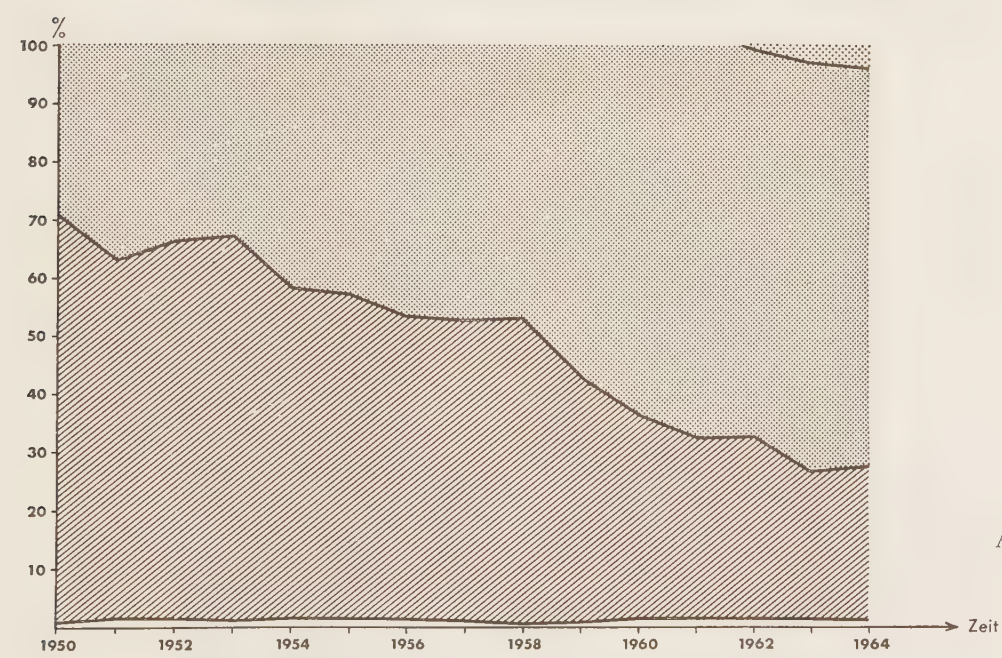
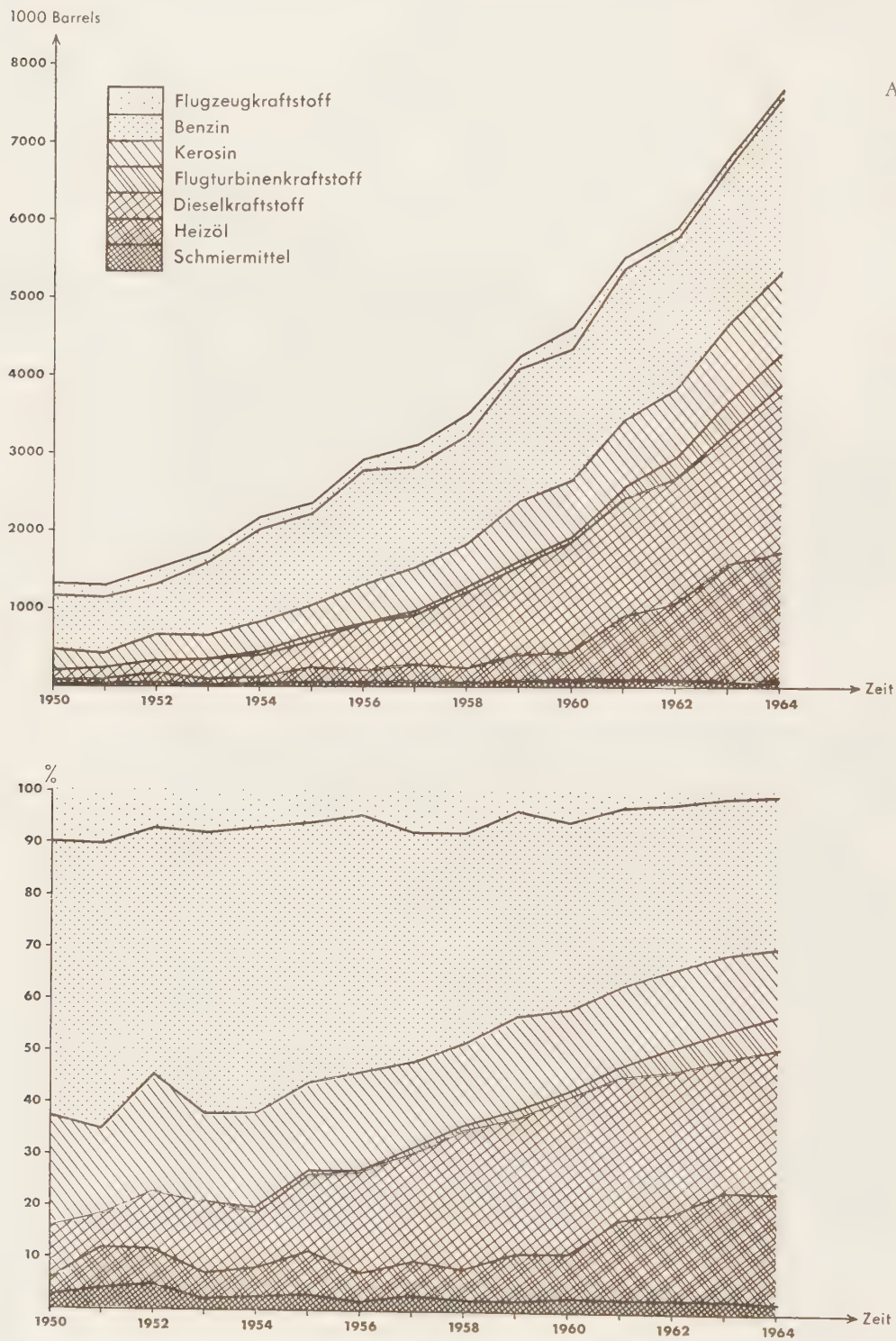


Abb. 18 b

 Wasserkraft	 Mineralölfertigprodukte
 Kohle	 Erdgas

Zusammengestellt nach Tabelle D IX (Anhang).

Der Verbrauch an Mineralölfertigprodukten in Nigeria in den Jahren 1950 bis 1964 in 1000 Barrels und in %



Zusammengestellt nach Tabelle D XI und D XII (Anhang).

III. INLÄNDISCHE ROHÖLVERARBEITUNG UND ERDGASNUTZUNG IN IHRER BEDEUTUNG FÜR DEN NIGERIANISCHEN ENERGIEMARKT

In diesem Abschnitt werden die direkten Einflüsse der Verarbeitung nigerianischen Rohöls und der Nutzung des Erdgases auf den inländischen Energiemarkt analysiert. Eine umfassende Darstellung des gesamten Energiemarktes

Nigerias, sowie die komplexen Wettbewerbsbeziehungen zwischen den einzelnen Energieträgern sollen einer späteren Untersuchung vorbehalten bleiben.

a) DIE ERDÖLRAFFINERIE ALESE ELEME — STANDORT — KAPAZITÄT — BALKOSTEN — VERARBEITUNGSVERFAHREN

Die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria verpflichtete sich bei der Übernahme ihrer Erdölkonzessionen die Wirtschaftlichkeit einer Raffinerie in Nigeria zusammen mit dem Ministerium für Bergbau und Energie zu prüfen, sobald ihre Rohölförderung 500 000 t im Jahr übersteigen würde²¹. Die Errichtung der Erdölraffinerie, abhängig gemacht von der inländischen Rohölförderung, wurde 1959 beschlossen, als die Fördermenge erstmals mit 556 000 t über dem gesetzten Limit lag. Noch im gleichen Jahr untersuchte die Shell-BP den nigerianischen Energiemarkt, um den wirtschaftlich optimalen Standort für die Raffinerie zu ermitteln. Bei der Standortwahl spielten die Transportkosten des Rohöls und der Derivate, sowie die Agglomerationsvorteile von Lagos und Port Harcourt die entscheidende Rolle. Dagegen sind die regional divergierenden Kosten der Arbeitskraft — einer der Standortfaktoren im Modell Alfred Webers — als Orientierungskriterium im kapitalintensiven Wirtschaftszweig der Rohölverarbeitung von sekundärer Bedeutung, da in einem Entwicklungsland von der Struktur Nigerias, die für den Bau und Betrieb der Raffinerie notwendigen Facharbeiter und Techniker aus Europa beschafft werden müssen. Die Bestimmung des Transportoptimalpunktes im Sinne Launhardts stand bei der Untersuchung der Shell-BP im Vordergrund. Als Standort der Raffinerie kamen die Rohölfördergebiete im Südosten Nigerias oder die wichtigsten Mineralölverbrauchszentren im Südwesten des Landes gelegen, in Betracht. Berücksichtigt man zusätzlich die An-

ziehungskraft von Agglomerationen, so begrenzt sich die Wahlmöglichkeit des Raffineriestandes praktisch auf die beiden größten Hafenstädte des Landes, auf Lagos und Port Harcourt, da diese auf Grund ihrer infrastrukturellen Ausstattung gegenüber anderen Standorten im tropischen Regenwald deutliche Agglomerationsvorteile besitzen. Für Port Harcourt als Raffineriestandort sprach die Nähe der Rohölfelder, während Lagos im Zentrum des Mineralölverbrauchs liegt. Nach den Untersuchungen in Punkt D III d dieser Arbeit entfallen etwa 60 % des gesamtwirtschaftlichen Mineralölverbrauchs Nigerias auf Lagos, die West-Region und die Mittelwest-Region, die alle am transportkostengünstigsten von Lagos aus versorgt werden können, während nur knapp 20 % des nationalen Verbrauchs auf die Ost-Region, die am billigsten von Port Harcourt aus versorgt wird, entfallen. Für die Distribution der Mineralölfertigprodukte in die Nord-Region, auf die ebenfalls etwa 20 % des Verbrauchs entfällt, besteht kein ins Gewicht fallender Transportkostenunterschied zwischen einer Belieferung von Lagos oder Port Harcourt. Nach den Ergebnissen der Shell-BP Untersuchung sind die Kosten für den Schiffstransport von 60 % des Mineralölfertigproduktebedarfs von Port Harcourt nach Lagos niedriger als die Kosten der Verschiffung des Rohöls von Port Harcourt nach Lagos, sowie dem Rücktransport von 20 % des Raffinerie-Outputs in die Verbrauchsgebiete der Ost-Region. Nachdem sich Shell-BP, ihren Wirtschaftlichkeitsberechnungen folgend, für den Bau der Raffinerie in

²¹ Oil Mining Lease, Land and Territorial Waters Areas, § 20, S. 6.

Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Sessional Paper, No. 5 of 1960, Federal Government Printer, Lagos 1960, § 1, S. 1.

der Port Harcourt Area entschied, wurde Alese Eleme, das ca. 10 km östlich der Stadt Port Harcourt liegt, als endgültiger Raffineriestandort ausgewählt. Nach den Angaben des Leiters der Informationsstelle der Raffinerie gaben die Festigkeit des Untergrundes, der relativ geringe Salzgehalt der Luft, der die Gefahr von Korrosionsschäden vermindert, sowie die verkehrsgünstige Lage in unmittelbarer Nähe des Bonny River, der Eisenbahnlinie Port Harcourt-Enugu und der ganzjährig befahrbaren geteerten Straße von Port Harcourt nach Aba den Ausschlag für die Wahl von Alese Eleme²².

Nach den Vereinbarungen der Shell-BP mit der nigerianischen Regierung ist die Mindestkapazität der Raffinerie so festzulegen, daß ihr Ausstoß den gesamten inländischen Bedarf an Benzin und Heizöl deckt²³. Wie im nachfolgenden Abschnitt dargestellt wird, wäre zur Deckung des Benzin- und Heizölbedarfs des Jahres 1964 eine Durchsatzkapazität der Raffinerie von 30 000 bis 35 000 Barrels pro Tag ausreichend. Die Raffinerie in Alese Eleme wurde jedoch mit einer täglichen Verarbeitungskapazität von 45 000 Barrels ausgestattet. Diese Kapazität ist nach den gegenwärtigen Verbrauchsprognosen zur Deckung des Benzin- und Heizölbedarfs Nigerias im Jahre 1970 notwendig²⁴. Obwohl die Anlage bei Inbetriebnahme noch nicht voll ausgelastet war, entschloß sich Shell-BP aus Rentabilitätsgründen zu diesen erhöhten Raffinerieinvestitionen, da der Abbau der Überkapazitäten auf Grund der raschen Konsumerweiterung in Nigeria bereits innerhalb weniger Jahre erfolgen wird. Die Alese Eleme Raffinerie ist bei einer Kapazität von 45 000 Barrels pro Tag die größte Anlage Schwarzafrikas. Die durchschnittliche Durchsatzkapazität der bestehenden und geplanten Raffinerien in den meisten

übrigen Ländern Schwarzafrikas betragen dagegen, bedingt durch deren begrenzten inländischen Absatzmarkt, nur etwa 10 000 bis 20 000 bbl/Tag. Die größere Kapazität der nigerianischen Raffinerie bedeutet ein niedrigeres Kostenniveau und falls sich dieses in den Verkaufspreisen der Mineralölfertigprodukte niederschlägt, einen Wettbewerbsvorsprung, da in der Rohölverarbeitung, ähnlich wie bei der Rohstahl- oder der Zementfabrikation, die „economies of large scale“ besonders zum Tragen kommen. Mit zunehmender Verarbeitungskapazität der Raffinerie nehmen die Investitionskosten je installierter Durchsatzeinheit ebenso ab, wie die Durchschnittskosten bei der Rohölverarbeitung, wobei die fixen Stückkosten am stärksten sinken²⁵. Im Falle eines Anwachsens des nigerianischen Mineralölbedarfs über die gegenwärtige Kapazitätsgrenze der Alese Eleme Raffinerie hinaus, ist, auf Grund der Ersparnisse der Großbetriebe gegenüber kleineren Raffinerietypen, eine Kapazitätserweiterung der bestehenden Raffinerie wirtschaftlich zweckmäßiger, als die politischen Pläne zur Errichtung einer zweiten Raffinerie in der Mittelwest-Region zu verwirklichen²⁶.

Zur Durchführung des Raffineriebaues wurde am 13. Dezember 1960 die BP-Shell Petroleum Refining Company of Nigeria Ltd. gegründet, an der die Erdölgesellschaften BP und Shell je zur Hälfte beteiligt waren. Am 25. Juli 1962 änderte sich die Zusammensetzung der Kapitalgeber, da die Zentralregierung 20 % und die drei Provinzregierungen der West-, Ost- und Nord-Region je 10 % des Aktienkapitals der Refining Company erwarben. Die verbleibenden 50 % entfielen zu gleichen Teilen auf die Gesellschaften BP und Shell. Um den staatlichen Einfluß auch im Firmennamen zum Ausdruck

²² o. V., The History of the Nigerian Petroleum Refining Company Ltd., Auszüge aus einem Vortrag des Leiters der Informationsstelle der Raffinerie, vom 28. Januar 1965 in Port Harcourt.

²³ Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Appendix I, § 2, Capacity, a. a. O., S. 3.

²⁴ Dieser Berechnung liegen die Prämissen zugrunde, daß in der Raffinerie ausschließlich Rohöle der Felder Bomu und Imo River Verwendung finden, daß die gegenwärtigen Verarbeitungsverfahren beibehalten werden und daß langfristig der optimale Ausnutzungsgrad der Raffinerie bei 85 % der theoretischen Kapazität liegt.

²⁵ Wilms, Manfred, Die Stellung der Mineralölindustrie im Industrialisierungsprozeß, Köln 1964, S. 91.

In dieser Arbeit wird auf eine Untersuchung von John G. McLean und Robert Wm. Haight (The Growth of Integrated Oil Companies, Boston 1954) verwiesen, nach der die Investitionskosten pro Barrel installierter Kapazität bei einer Raffinerie mit einem täglichen Output von 60 000 Barrels um fast die Hälfte, bei einer Anlage von 30 000 Barrels um ca. $\frac{1}{3}$ niedriger sind als bei einer Raffinerie mit nur 10 000 bbl Tagesausstoß; allerdings schwächt sich die Kostendegression mit zunehmender Kapazität ab.

²⁶ Nach den Vorstellungen des Industrieministeriums der Föderation von Nigeria sollen mindestens zwei Raffinerien in Nigeria gebaut werden.

zu bringen, wurde 1963 die Gesellschaft in „The Nigerian Petroleum Refining Company Ltd.“ umbenannt²⁷. Für einen späteren Zeitpunkt ist vorgesehen, 20 % des Kapitals in Form von Aktien der nigerianischen Öffentlichkeit zur Zeichnung anzubieten, wodurch sich die Beteiligung von BP und Shell auf je 20 % und die der öffentlichen Hand auf 40 % herabsetzen würde. Da in der Regel die private Kapitalbildung in Entwicklungsländern gering ist, dürften auch in Nigeria Schwierigkeiten auftreten, private Käufer für das Aktienpaket zu finden. Der Bau der Raffinerie wurde im Januar 1962 mit vorbereitenden Geländearbeiten in Alese Eleme begonnen und im Herbst 1965 nach 3 1/2-jähriger Bauzeit abgeschlossen²⁸. Die gesamten Baukosten des Raffineriekomplexes betrugen etwa 9,6 Mill. N£; bei einer Kapazität von 45 000 Barrels pro Tag errechnen sich Investitionskosten je Barrel installierter Kapazität von 213 N£. Diese Baukosten lassen sich in vier Hauptgruppen gliedern. Für die Rodung und Planierung des Raffineriegeländes, der Verlegung eines Entwässerungssystems und der Straßenerschließung wurden 1 Mill. N£ aufgewendet. Die Kosten für die Errichtung von Verarbeitungsanlagen und Gebäuden betrugen ca. 6,8 Mill. N£; davon entfielen etwa 3,5 Mill. N£ auf die Konstruktion der Rohölverarbeitungseinheiten und 2 Mill. N£ auf den Bau der Unterkünfte der Arbeiter und der Belegschaft der Raffineriegesellschaft²⁹. Für den Transport der Raffinerieerzeugnisse zum 5 km entfernten Ver-

ladehafen wurden 10 Fertigprodukt pipelines, deren Durchmesser von 6" bis 18" reicht, verlegt. Die Gesamtkosten beliefen sich auf ca. 1 Mill. N£. Für den Bau der Anlegestellen am Bonny River, an denen Küsten- und Hochseetanker bis zu einer Ladefähigkeit von 18 000 dwt ankern können, waren Aufwendungen von 0,75 Mill. N£ notwendig³⁰.

Die Rohölversorgung der Alese Eleme Raffinerie erfolgt überwiegend durch die Felder Bomu und Imo River. Das Rohöl wird in einer einstufigen Destillationsanlage unter atmosphärischem Druck in die im Rohöl enthaltenen Produkte getrennt. Entsprechend dem unterschiedlichen Siedepunkt erfolgt bei diesem Verfahren die Zerlegung in die fünf Hauptkomponenten Straightrun-Benzin, Naphta, Kerosin, atmosphärisches Gasöl und atmosphärische Rückstände³¹. Ein Teil der Straightrun-Destillate und des Naphtas bilden das Einsatzmaterial für die katalytische Reformieranlage. Die Endprodukte des katalytischen Reformierverfahrens dienen dazu, die Qualität des Motorbenzins zu verbessern³². Die durch das Trenn- und Umwandlungsverfahren gewonnenen Raffinerieprodukte werden schließlich in zwei Mischanlagen an die Erfordernisse des nigerianischen Absatzmarktes angepaßt. Die Ausstattung der Alese Eleme Raffinerie mit einer atmosphärischen Destillationsanlage, einem katalytischen Reformier und zwei Mischanlagen kennzeichnet sie als eine sogenannte einfache Raffinerie, wie sie für Entwicklungsländer charakteristisch ist.

b) DIE DISKREPANZ ZWISCHEN RAFFINERIE-AUSSTOSS UND INLÄNDISCHEM MARKTBEDARF

1. Gesamtwirtschaftliche Aspekte

Die Erdölraffinerie in Alese Eleme ist nicht in vollem Umfang in der Lage, Mineralölfertig-

produkte in den Qualitäten und Mengen zu erzeugen, die der nigerianische Markt benötigt. Auf Grund der einfachen technischen Ausstattung der Raffinerie und der chemischen Zu-

²⁷ O. V., The History of the Nigerian Petroleum Refining Company Ltd., a. a. O., S. 1f.

Annual Report of the Petroleum Division of the Ministry of Mines and Power, for the Year ended 31 st March 1963, a. a. O., S. 6.

²⁸ The Nigerian Refining Project, Port Harcourt 1963, S. 4.

²⁹ Persönliche Mitteilungen des „resident engineers“ der Nigerian Petroleum Refining Company vom März 1965.

³⁰ Der Raffineriebau wurde von den Firmen Taylor Woodrow (Geländearbeiten und Pipelines), Messrs. Procon (Konstruktion der Verarbeitungsanlagen) und George Wimpey (Errichtung der Tankerlandungsmole) durchgeführt.

³¹ Arthur D. Little, Energy in Nigeria and attendant Opportunity for Industrial Development, a. a. O., S. 126.

³² Im katalytischen Reformierverfahren werden Naphta und Straightrun-Destillate in Gegenwart von Wasserstoff reformiert, wobei die Olefine gesättigt und in Paraffine umgewandelt werden.

sammensetzung des nigerianischen Rohöls können in der Raffinerie Flugzeugkraftstoffe, Schmiermittel, Spezialprodukte und Bitumen nicht erzeugt werden. Die Gewinnung von Flugzeugkraftstoffen ist wegen des geringen Verbrauchs in Nigeria nicht lohnend, zumal sie in zunehmendem Maß von Flugzeugturbinenkraftstoff substituiert werden. Den Bedarf an Schmiermitteln und Spezialprodukten deckt Nigeria auch in Zukunft durch Importe aus überseeischen Spezialraffinerien, da eine Eigenproduktion wegen der geringen inländischen Verbrauchsmengen aus Rentabilitätsgründen nicht in Betracht kommt⁸³. Schließlich muß Nigeria auch weiterhin Bitumen einführen, da diese Fraktion im nigerianischen Rohöl nicht enthalten ist.

Dagegen werden Benzin, Kerosin, Flugturbinenkraftstoffe, Dieselmkraftstoffe und Heizöl, also alle Produkte, die in größeren Mengen verbraucht werden, in der Alese Eleme Raffinerie erzeugt, allerdings in Mengen, die bei weitem nicht den Bedürfnissen des Marktes entsprechen. Der Grund für die Diskrepanz zwischen Marktbedarf und Raffinerieerzeugung liegt vornehmlich in der Tatsache begründet, daß die nigerianische Raffinerie grundsätzlich verpflichtet ist, ausschließlich einheimisches Rohöl zu verarbeiten⁸⁴, ein Rohöl, das entsprechend der chemischen Analyse durch einen hohen Anteil an Mittel- und Schwerölen gekennzeichnet ist. Nach den Plänen der Nigerian Petroleum Refining Company soll die Alese Eleme Raffinerie Erdöl der Felder Bomu und Imo River verarbeiten. Den Ergebnissen einer Untersuchung der Beratungsagentur Arthur D. Little zufolge, können diese beiden Rohölarten bei der gegenwärtigen Ausstattung der Raffinerie nur in den in Tabelle 28 gezeigten Mengenrelationen in Fertigprodukte umgewandelt werden. Daß diese Produktzusammensetzung nicht den Anforderungen des nigerianischen Marktes genügt, soll anhand eines Zahlenbeispiels dokumentiert werden. Tabelle 29 vergleicht den tatsächlichen Verbrauch Nigerias an Mineralölfertigprodukten im Jahr 1964 mit einem theoretischen Raffinerie-Output, da die Raffinerie zu diesem Zeitpunkt noch nicht produzierte. Unter der Prämisse, daß die Raffinerie Bomu und Imo Ri-

ver Rohöl verarbeitet, und daß der Raffinerie-Ausstoß so bemessen wird, daß eine 100%ige Selbstversorgung an Benzin und Heizöl gewährleistet ist⁸⁵, ergibt sich auf Grund der unterschiedlichen Qualität der beiden Rohöle, daß der gesamte Bedarf des Landes an Benzin durch Bomu-Öl und der Verbrauch an Heizöl, das entsprechend der in Nigeria installierten Verbrennungsanlagen einen Stockpunkt von 21° C aufweisen muß, durch Imo River Rohöl gedeckt wird. Für die übrigen in der Alese Eleme Raffinerie erzeugten Produkte ergeben sich dann allerdings erhebliche Differenzen zu den Verbrauchsmengen. Einem Defizit von fast 700 000 Barrels Kerosin steht ein Überschuß an Diesel-

Tab. 28:

Raffinerie-Ausstoß bei Verwendung von Rohöl der Felder Bomu und Imo River

Raffinerie-Input	Bomu Rohöl %	Imo River Rohöl %
Output an Derivaten		
Flugzeugkraftstoff	—	—
Benzin	27,2	—
Kerosin, Flugturbinenkraftstoff	7,0	6,8
Dieselmkraftstoffe	31,7	31,1
Heizöl (21° C)	—	59,3
Heizöl (43° C)	29,7	—
Schmiermittel	—	—
Bitumen	—	—
sonstige Produkte	—	—
Raffinerie-Verlust und Eigenverbrauch	4,4	2,8
Insgesamt	100,0	100,0

Arthur D. Little, *Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development*, a. a. O., S. 127.

kraftstoffen von knapp 1,4 Mill. Barrels und an schweren Heizöl von 2,5 Mill. Barrels gegenüber. Bis zum Jahre 1966, dem ersten Jahr, in dem die Raffinerie mit voller Kapazität arbeitet, werden zwar die absoluten Verbrauchsmengen höher liegen, die oben beschriebenen Relationen dürften jedoch keinem grundlegenden Wandel unterliegen.

⁸³ Die Shell Company (Nigeria Ltd.) verarbeitet die importierten Schmiermittel in einer Mischanlage in Apapa (Lagos) in Fertigprodukte, die den speziellen Anforderungen des nigerianischen Marktes entsprechen.

⁸⁴ Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 7, Use of Local Crude, a. a. O., S. 4.

⁸⁵ Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 2, Capacity, a. a. O., S. 3.

Durch die Rohölverarbeitung in Nigeria ergeben sich somit für die Selbstversorgung an Mineralölfertigprodukten nachfolgende gesamtwirtschaftliche Konsequenzen. Etwa 6 % des inländischen Mineralölverbrauchs (Flugzeugkraftstoffe, Schmiermittel, Spezialprodukte und Bitumen) müssen weiterhin als Fertigprodukte importiert werden³⁶. Daneben sind ca. 9 % des gesamten Mineralölverbrauchs als Einsatzmaterial für die Rohölverarbeitung einzuführen. Es handelt sich dabei um hochwertiges Kerosin, das in der Mischanlage der Alese Eleme Raffinerie mit niederwertigen nigerianischen Kerosin verarbeitet wird³⁷. Insgesamt beträgt also nach In-

betriebnahme der Raffinerie der Einfuhrbedarf an Mineralölfertigprodukten etwa 15 % des Gesamtverbrauchs Nigerias. Andererseits besteht für über 35 % der Raffinerie-Erzeugnisse kein Markt in Nigeria, so daß diese Produkte exportiert werden müssen³⁸. Es handelt sich dabei zu etwa einem Drittel um Dieselmotorkraftstoffe und zu zwei Drittel um schweres Heizöl mit einem Stockpunkt von 43 ° C. Für die Dieselmotorkraftstoffe, die ein sehr niedriger Schwefelgehalt auszeichnet, bestehen günstige Absatzchancen auf dem Weltmarkt. Etwa 250 000 bis 300 000 Barrels Dieselmotorkraftstoffe würden allein die afrikanischen Staaten Dahomey, Niger, Tschad, Kamerun und

Tab. 29:

Die Diskrepanz zwischen inländischem Bedarf und Raffinerie-Erzeugung dargestellt an einem theoretischen Beispiel für das Jahr 1964

Mineralölfertigprodukte	Verbrauch		Bomu Rohöl ^a	Imo River ^b	Gesamt-	Outputüber-
	absolut in 1000 bbl	Anteil am Gesamtver- brauch in %	Raffinerie Erzeugung in 1000 bbl	Rohöl Raffine- rie Erzeugung in 1000 bbl	raffinerie ^c Erzeugung in 1000 bbl	schuß (+) bzw. Outputdefizit (-) in 1000 bbl
<i>I. Nicht in Nigeria erzeugte Produkte</i>						
Flugzeugkraftstoff	62	0,8	—	—	—	— 62
Schmiermittel	160	2,0	—	—	—	— 160
Sonstige Produkte	260	3,3	—	—	—	— 260
Summe I.	482	6,1	—	—	—	— 482
<i>II. In Nigeria erzeugte Produkte</i>						
Benzin	2 298	28,8	2 298	—	2 298	0
Kerosin und Flugtur- binenkraftstoff	1 471	18,5	591	183	774	— 697
Dieselmotorkraftstoffe	2 128	26,7	2 678	838	3 516	+ 1 388
Heizöl (21 ° C)	1 598	20,0	—	1 598	1 598	0
Heizöl (43 ° C)	—	—	2 509	—	2 509	+ 2 509
Summe II.	7 495	94,0	8 076	2 619	10 695	
Summe I. und II.	7 977					

Zusammengestellt und berechnet nach Tab. 28 und Tab. D XIV (Anhang).

^a Der Raffinerie-Input an Bomu Rohöl beträgt 8 448 bbl; der Raffinerieverlust bzw. Eigenverbrauch beträgt 372 bbl. (4,4 %).

^b Der Raffinerie-Input an Imo River Rohöl beträgt 2 695 bbl; der Raffinerieverlust bzw. Eigenverbrauch beträgt 76 bbl; (2,8 %).

^c Der Raffinerie-Input an nigerianischen Rohöl beträgt 11 143 bbl; der gesamte Raffinerieverlust bzw. Eigenverbrauch beträgt 448 bbl (4,2 %).

³⁶ Für Mineralölfertigprodukte, die in der Raffinerie Nigerias nicht erzeugt werden, treten keine Änderungen der Einfuhrbestimmungen ein. Vgl. Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 8, Supply of Local Product Requirements, a. a. O., S. 4.

³⁷ Dieses hochwertige Kerosin, das die Funktion eines Halbfabrikates erfüllt, kann, im Gegensatz zu den Fertigprodukten, zollfrei eingeführt werden. Vgl. Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 5 (i), Imports/Exports, a. a. O., S. 3.

³⁸ Der Export des Raffinerie-Überschusses wird durch die Befreiung von Ausfuhrzöllen und sonstigen Abgaben staatlich gefördert. Vgl. Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 5 (ii), Imports/Exports, a. a. O., S. 4.

Kongo-Brazzaville beziehen³⁹. Dagegen dürfte das schwere Heizöl, das einen hohen Wachstumsanteil besitzt, nur bei niedrigen Preisen an europäische Industriestaaten als Einsatzmaterial in Raffinerien abzusetzen sein. Möglicherweise können diese Derivate auch am nordamerikanischen Markt untergebracht werden, zumal die USA bereits große Mengen an schwerem Rohöl und an schweren Rückstandsölen aus Venezuela importieren und in Zukunft mit einer Erhöhung des Einfuhrbedarfs der USA zu rechnen ist.

2. Einzelwirtschaftliche Aspekte

Die Differenz zwischen Raffinerie-Erzeugung und Marktbedarf wirkt sich unterschiedlich auf die in Nigeria tätigen Erdölgesellschaften aus. Nach Inbetriebnahme der Raffinerie müssen die sieben Marketinggesellschaften des Landes ihren gesamten Bedarf an Mineralölfertigprodukten, soweit diese in Nigeria erzeugt werden, in der Alese Eleme Raffinerie decken⁴⁰. Die Organisation der Rohölverarbeitung vollzieht sich nach folgenden Prinzipien: jede Marketinggesellschaft kauft von der Rohölfördergesellschaft Bomu oder Imo River Rohöl, das die Shell-BP Petroleum Development Company in zwei Pipelines zur Raffinerie befördert. Die Nigerian Petroleum Refining Company verarbeitet gegen eine Gebühr dieses Rohöl im Auftrag der Marketinggesellschaft. Nach der Raffination erhält die Vertriebsgesellschaft sämtliche Mineralölfertigprodukte, die bei der Verarbeitung ihres Rohöls anfallen, gleichgültig, ob sie diese Produkte in Nigeria absetzen kann oder nicht⁴¹. Wie Tabelle D XIV (Anhang) zeigt, ist der Anteil der einzelnen Produkte an den Gesamtverkäufen der in Nigeria tätigen Marketinggesellschaften stark unterschiedlich. So betrug 1964 der Heizölabsatz der BP fast 50 % ihrer mengenmäßigen Gesamtverkäufe, während bei Mo-

bil, Texas, Total, Esso und Agip das Hauptgewicht eindeutig bei den Benzinverkäufen liegt, auf die über 40 % des Gesamtabsatzes dieser Gesellschaften entfiel. Trotz dieser unterschiedlichen Dominanz einzelner Produkte am Gesamtabsatz müssen die Vertriebsgesellschaften einheitlich alle bei der Raffination von Bomu bzw. Imo River Rohöl anfallenden Derivate abnehmen⁴². Dies hat zur Folge, daß bei den einzelnen Gesellschaften durch die Struktur ihres speziellen Absatzmarktes Beschaffung und Verkauf in verschiedenen Ausmaßen auseinanderklaffen. Der aufgezeigte Tatbestand soll von einem Zahlenbeispiel veranschaulicht werden, das den tatsächlichen Absatz der Marketinggesellschaften im Jahr 1964 zum theoretischen Raffinerie-Ausstoß, der sich bei einer wirtschaftlich optimalen Verarbeitung des Rohöls in der Alese Eleme Raffinerie im gleichen Jahr ergeben hätte, in Beziehung setzt. An den in Tabelle 30 aufgezeigten Relationen sind bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Raffinerie keine grundlegenden Änderungen zu erwarten. So muß Shell trotz der Rohölverarbeitung im Inland etwa $\frac{1}{4}$ ihres Verkaufsprogramms an Mineralölfertigprodukten durch Einfuhren decken, da diese Produkte in Nigeria nicht bzw. nicht in ausreichenden Mengen erzeugt werden, während der Importbedarf der BP unter 5 % liegt. Viel entscheidender als der Einfuhrbedarf ist für die Marketinggesellschaften jedoch die Tatsache, daß ein Teil ihres Raffinerie-Outputs nicht in Nigeria verwertbar ist. Dabei fällt der eklatante Unterschied zwischen den Überschüssen der Gesellschaften Shell und BP und denen der übrigen Vertriebsgesellschaften ins Auge⁴³. Während Shell und BP jeweils ein Viertel ihrer in der Alese Eleme Raffinerie erzeugten Produkte nicht in Nigeria verkaufen können und somit exportieren müssen, oszilliert der Anteil der nicht in Nigeria verwertbaren

³⁹ Diese Menge entspricht in etwa dem gegenwärtigen Reexport Nigerias an Dieselöl in diese Länder. Die Fertigstellung der Raffinerie in Gabun, deren Erzeugnisse für die Versorgung der Mitgliedsstaaten der Zentralafrikanischen Zoll- und Wirtschaftsunion (Union Douanière et Economique de l'Afrique Centrale) — der die Zentralafrikanische Republik, Tschad, Kongo-Brazzaville, Kamerun und Gabun angehören — bestimmt sind, beschneidet diese Absatzmöglichkeiten entscheidend.

⁴⁰ Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 8, Supply of Local Product Requirements, a. a. O., S. 4 f.

⁴¹ Vgl. Melamid, Alexander, a. a. O., S. 49.

⁴² Auf Grund der einfachen technischen Konstruktion der Raffinerie ist eine Veränderung der Zusammensetzung des Raffinerie-Outputs nur durch eine Variation der Einsatzmengen von Bomu und Imo River Rohöl möglich.

⁴³ In diesem Zusammenhang scheint es erwähnenswert, daß die Shell-BP Petroleum Development Company das bei der Raffination in Nigeria verwendete Rohöl liefert, und diese Gesellschaft auch zu 50 % an der Nigerian Petroleum Refining Company beteiligt ist.

Produkte an der Gesamtraffinerie-Erzeugung der übrigen Gesellschaften um 50 %. Hauptsächlich ist dieser Unterschied darauf zurückzuführen, daß Gesellschaften mit einem hohen Anteil an Benzinverkäufen, auf Grund der Qualität der Rohöle und der technischen Ausstattung der Raffinerie, verstärkt Bomu-Öle verarbeiten müssen; bei atmosphärischer Destillation des Bomu Rohöls besteht jedoch 30 % der Raffinerie-Erzeugung aus schwerem Heizöl mit einem Stockpunkt von 43 °C, das in den in Nigeria installierten Verbrennungsanlagen nicht

verwertbar ist und daher zu niedrigen Preisen exportiert werden muß. Zusammenfassend läßt sich festhalten, daß je höher der Anteil an Fertigproduktüberschüssen, vor allem an schwerem Heizöl ist, desto nachteiliger dürfte sich dies auf die Rentabilität der Marketinggesellschaften auswirken.

Die negativen Auswirkungen des Ungleichgewichtes zwischen der Raffinerie-Erzeugung und dem Inlandsverbrauch lassen sich zwar durch Anpassungsmaßnahmen mindern, langfristig ist dieses Problem jedoch nur durch eine Beseiti-

Tab. 30:

Die Diskrepanz zwischen dem inländischen Absatz und der Raffinerie-Erzeugung einzelner Marketinggesellschaften, dargestellt an einem theoretischen Beispiel für das Jahr 1964
(in Prozentwerten)

Marketinggesellschaften Raffineriedifferenz	Shell	BP	Mobil	Texas	Total	Esso	Agip	Insgesamt
Anteil der Fertigproduktimporte am Gesamtabsatz	14,9	2,5	3,9	4,5	1,7	1,2	2,0	6,1
Anteil der „Halbfabrikat“-Importe am Gesamtabsatz	12,6	1,2	11,3	2,9	12,6	21,0	8,0	8,7
Anteil der Gesamtimporte am Absatz	27,5	3,7	15,2	7,4	14,3	22,2	10,0	14,8
Anteil des nicht in Nigeria verwertbaren Dieselöls am Raffinerie-Output	0	10,5	17,7	16,1	21,0	20,3	24,2	12,9
Anteil des nicht in Nigeria verwertbaren Heizöls am Raffinerie-Output	25,0	10,6	28,7	27,5	31,1	31,3	32,8	23,5
Anteil des nicht in Nigeria verwertbaren Produkte am Raffinerie-Output	25,0	21,6	46,4	43,6	52,1	51,4	57,0	36,4

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XV (Anhang) und Tabelle 28.

gung der verursachenden Faktoren, d. h. durch Verbesserung der Raffinerieausstattung und durch Verwendung marktgerechteren Rohöls zu lösen. Als Anpassungsmaßnahme wäre eine Zusammenarbeit der Marketinggesellschaften auf dem Gebiet des Fertigproduktaußenhandels denkbar, um größere Export- und Importmengen zu erzielen. Durch die Erzeugung eines Großteils der Erdölderivate in Nigeria importieren die einzelnen Mineralölgesellschaften nur noch wenige Produkte und die nur in geringen

Mengen. Gemeinsame Einfuhren würden auf Grund der größeren Abnahmemengen die Bezugsbedingungen verbessern und die Hafenanlagen und Tanklager rationeller auslasten. Ein zusammengefaßter Absatz des überschüssigen Dieselöls und Heizöls ermöglicht den Einsatz von größeren Tankereinheiten; die Verminderung der Transportkosten würde die Wettbewerbsfähigkeit dieser Produkte auf den internationalen Märkten anheben. Allerdings verstärkt die Zusammenarbeit der Marketingge-

sellschaften auf dem Gebiet der Absatzorganisation auch die Gefahr oligopolistischer Absprachen in anderen Bereichen.

Sollte in Zukunft der Export des bei der atmosphärischen Destillation anfallenden schweren Heizöls nur unter ungünstigen preislichen Bedingungen durchführbar sein, dann wäre technisch eine Verarbeitung der Rückstandsöle in Produkte, die der nigerianische Markt benötigt, möglich. Durch Vakuumdestillation und katalytisches Krackverfahren kann das schwere Heizöl in Gasöl und leichtes Heizöl mit einem niederen Stockpunkt gespalten werden. Allerdings müßten, bedingt durch die geringen Verbrauchsmengen in Nigeria, die Rentabilität der Investitionen für eine Vakuumdestillieranlage

und eine moderne Krackanlage mit Katalysatorumlauf erst geprüft werden.

Zweifelloos die beste Maßnahme zur Verminderung der Differenz zwischen Raffinerie-Erzeugung und Inlandsverbrauch wäre die Verwendung marktgerechteren Rohöls in der Alese Eleme Raffinerie, das bislang jedoch noch nicht in Nigeria gefördert wird. Sollte es gelingen, Rohöl mit einem höheren Naphtaanteil und einem geringeren Wachsgehalt zu finden, was bei der Vielzahl der Rohölfelder und der unterschiedlichen Qualität der bisher veröffentlichten Rohölproben nicht unwahrscheinlich ist, so wäre das größte Problem, das die Verarbeitung nigerianischen Rohöls in der inländischen Raffinerie aufwirft, gelöst.

c) DER EINFLUSS DER ROHÖLVERARBEITUNG AUF DIE INLÄNDISCHEN MINERALÖLPREISE

Um die Auswirkungen der Rohölverarbeitung in Nigeria auf die Mineralölpreise aufzeigen zu können, soll die Preisbildung vor Eröffnung der Raffinerie verglichen werden mit den preisbestimmenden Faktoren, die sich durch die Erzeugung der Erdölfertigprodukte in der Alese Eleme Raffinerie ergeben.

Vor Eröffnung der Raffinerie hing der nigerianische Mineralölpreis im wesentlichen von der Höhe der Anlandungspreise der importierten Fertigprodukte, der Höhe der Einfuhrzölle und der Distributionskosten in Nigeria ab.

Den Anlandungspreis in Apapa oder Port Harcourt bestimmen die sog. „posted prices“ für Erdölderivate in den Erzeugerländern, abzüglich eventuell gewährter Rabatte, die Transportkosten von der Lieferraffinerie nach Nigeria sowie Hafengebühren und sonstige Nebenkosten (Versicherungen, Verladegebühren usw.). Die Entwicklung der Importpreise der Erdölfertigprodukte in den Jahren 1950 bis 1964 zeigt Tabelle D XVI (Anhang). Diese anhand der nigerianischen Außenhandelsstatistik ermittelten Werte sind nur als Richtgrößen verwertbar, da die Handelsstatistiken weder eine terminologische Kontinuität, noch ausreichende Qualitätsangaben der eingeführten Produkte (z. B. die Oktanzahl der Benzine) aufweisen.

Die Einfuhrzölle der Mineralölfertigprodukte, die vorwiegend der fiskalischen Mittelbeschaffung dienen, legt die nigerianische Bundesregie-

rung entsprechend ihrer wirtschaftspolitischen Zielsetzungen fest. Wie aus Tabelle D XVII (Anhang) zu ersehen ist, erfolgt eine Differenzierung der Zölle nach Produktarten und Verbrauchergruppen. Bei Benzin, Kerosin und Dieselmotorkraftstoffen für privatwirtschaftlichen Verbrauch übersteigt der Einfuhrzoll den Importwert der einzelnen Produkte. Dieselmotorkraftstoffe, die für staatliche Verbraucher bestimmt sind, werden dagegen nur mit einem Einfuhrzoll belastet, der etwa $\frac{1}{10}$ des Zollsatzes privater Verbraucher beträgt. Heizölimporte schließlich sind ganz vom Zoll befreit.

Der sich aus dem Anlandungspreis und dem Einfuhrzoll ergebende Basispreis, den die in Nigeria tätigen Marketinggesellschaften kaum beeinflussen können, dient als Grundlage zur Bestimmung der Verkaufspreise. Nach der Art ihrer Entstehung lassen sich die Verkaufspreise für Mineralölfertigprodukte in zwei Gruppen einteilen, in sog. „consumer contract prices“ und in „open market prices“.

Die „open market prices“ gelten für Erdölderivate, die durch öffentliche Verkaufsstellen (insbesondere Tankstellen) an Endverbraucher abgesetzt werden. Die Verkaufspreise für Super- und Normalbenzin, für Kfz-Dieselele und für Kerosin legen die sieben Marketinggesellschaften gemeinsam fest. Diese vereinbarten Preise werden von allen Vertriebsgesellschaften, wegen der preispolitischen Interdependenzen auf

dem oligopolistischen Mineralölmarkt, eingehalten. Die Absprachen beinhalten zudem eine starke räumliche Differenzierung der „open market prices“. Das niedrigste Preisniveau besitzt Lagos als Anlandungshafen. Da die Mineralölprodukte in Lagos noch mit keinen inner-nigerianischen Transportkosten belastet sind, kann die Differenz zwischen dem Verkaufspreis in Lagos und dem „Basispreis“ (vgl. Tabelle 31) als Handelsspanne der Vertriebsgesellschaften angesehen werden⁴⁴. Der Unterschied zwischen den Verkaufspreisen in Lagos und denen in anderen Städten, wie ihn Tabelle D XVIII (Anhang) zeigt, entspricht in etwa der Höhe der binnenländischen Transportkosten. In der Ost-Region sind darin allerdings auch noch Regionalsteuern in Höhe von 3 d per Gallon für Benzin und 4 d per Gallon für Kfz-Dieseloile enthalten. Abb. 20, die die regionale Preisdifferenzierung am Beispiel des Normalbenzins demonstriert, zeigt deutlich, daß sich Eisenbahnlinien, Hauptverkehrsstraßen und Binnenwasserstraßen preissenkend auswirken. Dagegen sind die Randgebiete Nigerias auf Grund ihrer schlechten verkehrsmäßigen Lage durch hohe Mineralölpreise benachteiligt. Der Preisunterschied zwischen Lagos und diesen Randgebieten beträgt bis zu 45 %.

Die „consumer contract prices“ sind Preise, die die Marketinggesellschaften unabhängig voneinander mit Großverbrauchern von Mineralölfertigprodukten vereinbaren. Bei diesen Großverbrauchern handelt es sich um staatliche Gesellschaften, wie die Nigerian Railway Corporation, die Electricity Corporation of Nigeria (ECN), die Nigerian Ports Authority und die Nigerian Coal Corporation⁴⁵, aber auch um privatwirtschaftlich geleitete Handels-, Transport- und Industrieunternehmen. Um die Großabnehmer entbrannte in Nigeria ein scharfer Wettbewerb, der die Mineralölgesellschaften zu hohen Preisnachlässen zwang. Als Beispiel sei die Preispolitik der Shell Company of Nigeria angeführt. Shell liefert Dieselmotorkraftstoffe an Großverbraucher zu einem Preis, der je Gallon um 12 d

unter dem „open market price“ liegt. An Einsparungen, die sich durch die Belieferung großer Abnehmer ergeben, stehen diesen 12 d nur die Einzelhandelsspanne der Tankstellen von 3 d je Gallon und eine Kosteneinsparung durch die Abnahme großer Mengen von $\frac{1}{2}$ bis 1 d per Gallon gegenüber⁴⁶. Die Geschäfte mit Großverbrauchern, die von allen Gesellschaften, allerdings mit unterschiedlicher Intensität getätigt werden, wirken sich nachteilig auf die Rentabilität der Vertriebsgesellschaften aus. Ein Vergleich der Ertragslage der BP, die etwa die Hälfte ihres Absatzes mit dem größten Mineralölverbraucher Nigerias, der ECN, abwickelt, und der Shell, die die Nigerian Railway Corporation beliefert, mit der Gewinnsituation vor allem der kleineren Mineralölgesellschaften, die ihr Hauptgewicht auf den Absatz an öffentlichen Verkaufsstellen legen, soll die marktwirtschaftlichen Folgen des Geschäftes mit Großabnehmern verdeutlichen. BP hatte in den Geschäftsjahren 1961 bis 1964, als Folge ihrer Preispolitik als Mittel der Markteroberung ohne Rücksicht auf die Rendite, ausnahmslos hohe Verluste, während sich bei Texaco, Total und Esso die Gewinne und Verluste in etwa ausglich. Der hohe Anteil der „consumer contract“ Geschäfte der BP an den Gesamtverkäufen findet seinen sichtbaren Niederschlag in der unterschiedlichen Marktstellung dieser Mineralölgesellschaft, wenn man den Mengen- und Wertumsatz vergleicht. Wie aus Tabelle D XIX (Anhang) zu ersehen ist, betrug der Marktanteil der BP im Jahr 1963 am Mengenabsatz knapp 30 %, am Wertumsatz dagegen nur etwa 18 %⁴⁷. Die Rohölverarbeitung in der Alese Eleme Raffinerie wird diese soeben beschriebenen Preisbildungsvorgänge in formaler und materieller Hinsicht beeinflussen. Da nach Eröffnung der Raffinerie der größte Teil der in Nigeria verbrauchten Mineralölprodukte nicht mehr eingeführt, sondern im Land erzeugt wird, tritt für diese Produkte an die Stelle der Anlandungspreise in Apapa ein Raffineriepreis Alese Eleme. Dieser setzt sich aus dem Rohölpreis frei Raf-

⁴⁴ In dem hier gewählten Begriff der Handelsspanne sind also die Transportkosten innerhalb Nigerias nicht enthalten.

⁴⁵ Diese Gesellschaften genießen wie bereits ausgeführt für Dieselmotorkraftstoffe hohe Zollpräferenzen.

⁴⁶ Persönliche Mitteilung der Shell Company of Nigeria Ltd., vom März 1965.

⁴⁷ Die niedrigen Anlandungspreise für Heizöl, die Zollpräferenzen des staatlichen Verbrauchers ECN und die überhöhten Preisnachlässe sind die Hauptgründe für diese Diskrepanz.

⁴⁸ Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 6 (iv), Product Values, a. a. O., S. 4. — Der Rohölpreis frei Raffinerie wird etwa bei 0,7 N£/bbl (0,02 N£/gal) liegen.

Tab. 31:

Die Preisbildung für Benzin, Kerosin, Kraftfahrzeugdieselmkraftstoffe und Heizöl, vereinfachte Darstellung der Entstehung der „open market prices“ in Nigeria
Stand: 1964

Mineralölpreise	Erdölderivate	Benzin ^a N£/gal	Kerosin N£/gal	Kfz-Dieselmkraft- stoff N£/gal	Heizöl (1500 seconds Redwood) N£/gal
	Anlandungspreis Apapa	0,06765	0,04483	0,06565	0,03196
+	Einfuhrzoll	0,08750	0,05000	0,08750	—
	Basispreis Apapa	0,15515	0,09483	0,15315	0,03196
+	Handelsspanne der Vertriebs- gesellschaft	0,04485	0,06559	0,03018	0,02637
	„open market price“ Lagos	0,20000	0,16042	0,18333	0,05833
	„open market price“ Maiduguri	0,28333	0,23958	0,26666	—
	Preisunterschied Lagos - Maiduguri	0,08333	0,07916	0,08333	—

Zusammengestellt nach Tabelle D XVI, D XVII, D XVIII.

^a Bei Benzin wurden Durchschnittswerte für Normal- und Superbenzin verwendet.

1 Gallon = 4,546 Liter.

finerie, der in etwa dem Exportpreis von Rohöl vergleichbarer Qualität entsprechen dürfte⁴⁹, und den Erdölverarbeitungsgebühren zusammen. In keinem Fall darf, gemäß den Vereinbarungen der Erdölgesellschaften mit der Regierung, der Raffineriepreis den Einfuhrwert, der sich durch Importe der Produkte ergeben würde, übersteigen⁴⁹; wegen der relativ großen Raffineriekapazität in Alese Eleme und der Einsparungen der Hochseetransportkosten müßte der Kostenpreis sogar erheblich unter den bisherigen Importwerten liegen. An die Stelle der Einfuhrzölle treten nach Inbetriebnahme der Raffinerie Verbrauchssteuern. Da die Höhe der Verbrauchssteuern den Plänen der nigerianischen Regierung zufolge der Höhe der bisher erhobenen Einfuhrzölle entsprechen soll, tritt durch diese Umwandlung keine Veränderung der Preisbildung für Mineralölprodukte ein⁵⁰. Eine Verminderung der Handelsspanne der Marketinggesellschaften ist vom wirtschaftlichen Standpunkt unzumutbar, da die Ver-

triebsgesellschaften bereits an der Rentabilitätsgrenze operieren. Als vierter den Mineralölpreis entscheidend beeinflussender Faktor gelten die Transportkosten in Nigeria. Durch die Rohölverarbeitung in Alese Eleme müssen ca. 55 % der in Nigeria verbrauchten Produkte von der Raffinerie nach Lagos transportiert werden. Diese erhöhten binnenländischen Distributionskosten kompensieren zum Teil die Einsparungen der Hochseetransportkosten⁵¹. Nach einer nicht veröffentlichten Kalkulation der Marketinggesellschaften tritt durch die Rohölverarbeitung in Nigeria, insgesamt eine Kostensenkung von 3—5 % ein⁵². Diese Kostensenkung ermöglichte die zu Beginn des Jahres 1966 durchgeführte generelle Reduktion aller „open market prices“ für Mineralölprodukte um 2½ d per Gallon. Auf lange Sicht wird die Raffinerie eine Veränderung der räumlichen Preisdifferenzierung, entsprechend der Wandlung der binnenländischen Transportkosten, bewirken. Den niedrigsten Mineralölpreis wird

⁴⁹ Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Art. 6 (iii), Product Values, a. a. O., S. 4.

⁵⁰ Eine Senkung der Verbrauchssteuern für Benzin, Dieselmkraftstoffe und Kerosin kommt nicht in Betracht, da der nigerianische Staat auf diese wichtigen Einnahmequellen nicht verzichten kann.

⁵¹ Die Transportkosten einer Tonne Mineralölfertigprodukte von Curaçao nach Lagos betragen ca. 336 d, von Port Harcourt nach Lagos belaufen sie sich auf 104 d pro Tonne. Quelle: Persönliche Mitteilung der Shell Company vom Mai 1965.

⁵² Persönliche Mitteilungen der Mineralölgesellschaften.

Port Harcourt, der Standort der Raffinerie, aufweisen⁵³. Der Verkaufspreis in den übrigen Verkaufspunkten hängt dann von den Transportkosten zwischen der Raffinerie und diesen Absatzmärkten ab. Dies bedeutet, daß langfristig gesehen, die Mineralölpreise in der Ost-Region

und in Teilen der Nord-Region östlich der Linie Kano-Kaduna stärker sinken werden als in der West- und Mittelwest-Region und in Nordwest Nigeria. Vor allem entlang der Eisenbahnlinie Port Harcourt-Jos-Maiduguri sind spürbare Preisreduktionen zu erwarten.

d) DIE DISTRIBUTION DER MINERALÖLFERTIGPRODUKTE IN NIGERIA

1. Die Bestimmung des regionalen Verbrauchs von Mineralölfertig- produkten

Eine zuverlässige Aussage über die Distribution der Mineralölfertigprodukte innerhalb Nigerias läßt sich nur machen, wenn der tatsächliche regionale Mineralölverbrauch bekannt ist. Die Grundlage für die Ermittlung des regionalen Verbrauchs lieferten Informationen der Marketinggesellschaften⁵⁴. Die Statistiken der Gesellschaften erfassen die Mineralölverkäufe nach betriebsindividuellen Absatzzonen, die nicht immer mit den politischen Regionalgrenzen übereinstimmen. Um Überschneidungen der Verkaufszahlen der einzelnen Gesellschaften zu vermeiden, ist Nigeria in drei Absatzzonen einzuteilen, die das Flußsystem des Nigers und Benues trennt. Da die Belieferung der Mineralölverbraucher von den Verteilungsdepots aus, wie noch zu zeigen ist, zum Großteil durch Tankwagen auf der Straße erfolgt, limitiert dieses kaum durch Brücken erschlossene Flußsystem die Distribution⁵⁵. Verkaufszone I umfaßt den nigerianischen Raum südlich und westlich des Nigers, also die Bundes-Region Lagos, die West- und Mittelwest-Region, sowie geringe Gebiete der Nord-Region. 61 % des gesamten Mineral-

ölbedarfs des Landes setzten die Marketinggesellschaften im Jahr 1964 in diesem Gebiet ab. Zone II entspricht dem Raum östlich des Nigers und südlich des Benues. In der Ost-Region und dem südlich des Benues gelegenen Teils der Nord-Region betrug der Mineralölabsatz 21,5 % des nationalen Verbrauchs. Das nördlich des Nigers und Benues gelegene Gebiet der Nord-Region stellt die Verkaufszone III dar; auf sie entfiel 1964 17,5 % des Gesamtverbrauchs des Landes⁵⁶.

Innerhalb dieser drei Absatzzonen ist der Mineralölverbrauch keineswegs regelmäßig verteilt, sondern konzentriert sich auf wenige Schwerpunkte. Diesen Tatbestand sollen im folgenden die Verteilung der Tankstellen und der Wärmekraftwerke auf Mineralölbasis verdeutlichen, wodurch sich annähernd $\frac{2}{3}$ des gesamten Erdölverbrauchs des Landes eindeutig schwerpunktartig lokalisieren lassen.

Die ca. 1300 Tankstellen der Marketinggesellschaften setzen 40—45 % der gesamten Mineralölfertigprodukte ab⁵⁷. Es handelt sich dabei vornehmlich um Benzin und Dieselmotorkraftstoffe und in geringerem Umfang um Kerosin. Wie aus Tab. 32 hervorgeht, liegen 58,6 % der Tankstellen in der Verkaufszone I, 20,9 % in der Zone II und 20,5 % im Absatzgebiet III. Die

⁵³ Dies gilt allerdings nicht, wenn die Regierung der Ost-Region die regionalen Verbrauchssteuern für Mineralölprodukte im Umfang der zu erwartenden Preisreduktionen erhöht.

⁵⁴ Im März 1965 wurden den „General Managern“ der sieben in Nigeria tätigen Mineralölgesellschaften Fragebögen übergeben. Die Fragen waren so gestellt, daß sowohl der regionale Verbrauch als auch die Güterströme zu den Verbrauchsorten aufzuzeigen waren. Abgesehen von der AGIP Gesellschaft, deren Marktanteil in Nigeria unbedeutend ist, beantworteten alle Gesellschaften die gestellten Fragen. Nach der Auswertung der Fragebögen und der Überprüfung der Daten anhand einiger im Fragebogen eingebauter Kontrollfragen wurden im Mai 1965 die Ergebnisse dieser Aktion mit mehreren Mineralölgesellschaften diskutiert und geringfügig korrigiert.

⁵⁵ Im Jahre 1964 existierte nur eine Nigerbrücke bei Jebba und eine Brücke überspannte den Benue bei Makurdi.

⁵⁶ Die Nord-Region in ihrer politischen Einheit verbrauchte etwa 20 % des Mineralölbedarfs Nigerias. Dieser geringe Anteil läßt auf den niedrigen wirtschaftlichen Entwicklungsstand der Nord-Region schließen, in der, nach den Ergebnissen der Volkszählung vom Jahre 1963 über 50 % der Bevölkerung leben.

⁵⁷ In dieser Zahl sind nur die Mineralölverkaufsstellen der Marketinggesellschaften enthalten.

räumliche Konzentration der Tankstellen innerhalb der drei Verkaufszonen soll als Indikator für die Bestimmung der Höhe des regionalen Mineralölverbrauchs dienen. Die positive Korrelation zwischen der Tankstellenzahl und dem Mineralölabsatz wird allerdings etwas eingeschränkt durch die unterschiedlichen Umsätze der einzelnen Tankstellen. Tendenziell gilt, daß Tankstellen in Städten höhere Umsätze erzielen als in ländlichen Gegenden. Außerdem liegen die durchschnittlichen Umsätze pro Tankstelle im Norden etwas unter den Durchsatzzahlen im Süden; dies beweisen die Benzinverkäufe in den drei Verkaufszonen, die 1964 in Zone I 59,8 %, in Zone II 23,5 %, in Zone III dagegen nur 17,0 % betrugen⁵⁸. Abb. 20 zeigt die unterschiedliche Tankstellendichte in Nigeria. Als Schwerpunkte fallen Lagos sowie die West-Region insgesamt, im Osten der Raum Port Harcourt - Aba - Enugu - Onitsha und im Norden die Jos-Kaduna-Gusau-Kano Area ins Auge; es handelt sich dabei um die dichtbesiedeltesten Gebiete Nigerias. Dagegen weisen die Randlagen des Landes und ein breiter Streifen beiderseits des Nigers zwischen Lokoja und der Grenze Dahomeys und des Benues

nur einen geringen Tankstellenbesatz auf. Die Gründe sind in der äußerst dünnen Besiedlung des sog. „Middle Belt“, der geringen Straßenerschließung des Küstenstreifens wegen der dort vorherrschenden Mangrovensümpfe und des für Westafrika charakteristischen geringen zwischenstaatlichen Kraftfahrzeugverkehrs zu suchen⁵⁹.

Der Verbrauch des größten Mineralölabnehmers des Landes, der Electricity Corporation of Nigeria (ECN), fördert ganz wesentlich die Schwerpunktbildung innerhalb des Mineralölbedarfs Nigerias. Die nigerianischen Wärmekraftwerke wandelten 1963/64 etwa 17 % des gesamten Mineralölverbrauchs des Landes in elektrischen Strom um. Aus Tab. 33 ist zu ersehen, daß der Südwesten Nigerias (Verkaufszone I) mit 83,1 % des Bedarfs der ECN eindeutig vor der Absatzzone III mit 14,1 % dominiert. Der auffallend geringe Mineralölverbrauch der ECN im Südosten liegt in der Tatsache begründet, daß diese Region ihren Strombedarf in der Hauptsache durch das Kohlekraftwerk Oji und durch das auf Erdgasbasis arbeitende Afam-Kraftwerk deckt. Die räumliche Verteilung des Mineralölverbrauchs der ECN zeigt in Abb. 21

Tab. 32:

Die regionale Verteilung der Tankstellen der Marketinggesellschaften in Nigeria

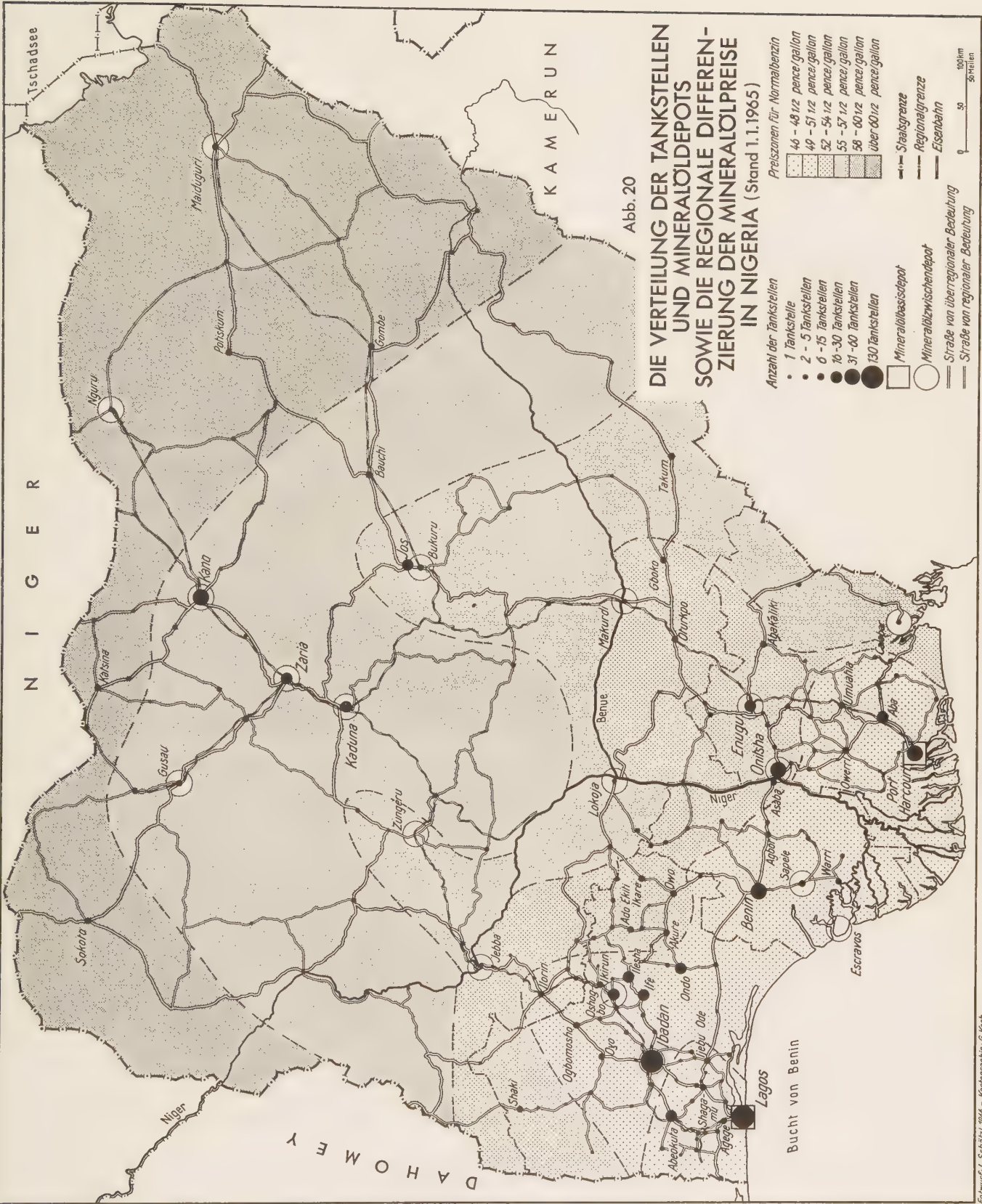
Stand: 1. 1. 1965

Marketinggesellschaften								Insgesamt	
Gliederungskriterien	Mobil	Shell	Texaco	BP	Total	Esso	Agip	absolut	%
I Verkaufszonen									
Zone I	171	144	96	78	126	118	36	769	58,6
Zone II	72	60	35	34	38	32	3	274	20,9
Zone III	78	45	29	40	36	35	6	269	20,5
Insgesamt	321	249	160	152	200	185	45	1 312	100,0
II Politische Regionen									
Bundes-Region	24	22	15	17	23	14	14	129	9,8
West-Region	107	96	62	52	89	83	22	511	39,0
Mittelwest-Region	33	19	16	7	10	12	—	97	7,4
Ost-Region	64	50	31	34	32	29	3	243	18,5
Nord-Region	93	62	36	42	46	47	6	332	25,3
Insgesamt	321	249	160	152	200	185	45	1 312	100,0

Zusammengestellt und berechnet nach persönlichen Mitteilungen der Marketinggesellschaften.

⁵⁸ Persönliche Mitteilungen der Marketinggesellschaften. Die entsprechende regionale Verteilung der Tankstellen beträgt, wie Tab. 32 zeigt, 58,6 %, 20,9 %, bzw. 20,5 %.

⁵⁹ Nur die relativ gute Straßenverbindung von Kano nach Niger und von Lagos nach Dahomey bilden eine Ausnahme.



Entwurf: L. Schäfer 1964 - Kartographie: G. Koch

Zusammengestellt nach persönlichen Mitteilungen der Marketinggesellschaften; vgl. hierzu auch Tabelle DXX und DXXI (Anhang).

Tab. 33:

Der regionale Verbrauch der Electricity Corporation of Nigeria (ECN) an Mineralölfertigprodukten im Jahr 1963/64 in Barrels

Gliederungs- kriterien	Mineralöl- produkte			Insgesamt	
	Heizöl in bbl.	Dieselöl in bbl.	Gasöl in bbl.	absolut in bbl.	%
I Verkaufszonen					
Zone I	932 667	12 867	69 417	1 014 951	83,1
Zone II	—	1 649	32 856	34 505	2,8
Zone III	37 038	6 242	128 253	171 533	14,1
<i>Insgesamt</i>	969 705	20 758	230 526	1 220 989	100,0
II Politische Regionen					
Bundes-Region	932 667	—	317	932 984	76,4
West-Region	—	12 867	38 507	51 369	4,2
Mittelwest-Region	—	—	30 598	30 598	2,5
Ost-Region	—	1 649	32 856	34 505	2,8
Nord-Region	37 038	6 242	128 253	171 533	14,1
<i>Insgesamt</i>	969 705	20 758	230 526	1 220 989	100,0

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XXII (Anhang).

die dominierende Stellung von Lagos, das 76,4% des gesamten Mineralölbedarfs der ECN im Ijora-Kraftwerk in Strom umwandelt⁶⁰. Weitere Verbrauchsschwerpunkte sind Abeokuta - Ibadan - Oshogbo, Benin - Warri und Kaduna - Zaria-Kano⁶¹.

2. Die Verteilung der Mineralölfertigprodukte vor und nach der Eröffnung der Alese Eleme Raffinerie

Für die Distribution der Mineralölfertigprodukte in Nigeria besitzen die Basisdepots in Apapa (Lagos) und Port Harcourt sowie die Zwischenlager im nigerianischen Hinterland eine zentrale Bedeutung. Aus Abb. 20 ist zu ersehen, daß alle Mineralölsammellager entweder an der Küste (Lagos, Port Harcourt, Escravos, Calabar), an Binnenwasserstraßen (Sapele, Onitsha, Lokoja) oder an Eisenbahnlinien (Ibadan, Oshogbo, Jebba, Zungeru, Kaduna, Zaria, Kano, Gusau, Nguru, Enugu, Makurdi, Bukuru, Jos,

Maiduguri) liegen. Die Versorgung der Depots kann somit durch Massentransportmittel wie Hochsee- und Küstentanker, Lastkähnen oder Eisenbahntankwagen erfolgen. Die Verteilung der Derivate von den Depots zu den einzelnen Abnehmern führen größtenteils Kraftfahrzeugtankwagen durch.

Die Sammellager sind Eigentum einzelner Marketinggesellschaften. Wegen der geringen Ausnutzung der Lagerkapazitäten, bedingt durch die niedrigen Verbrauchsmengen in Nigeria, bieten die Depoteigentümer konkurrierenden Marketinggesellschaften gegen eine Gebühr, die sich nach der Höhe des Mineralöldurchsatzes bemißt, ihre Sammellager zur Mitbenutzung an. Die Zahl der Depots, die einzelne Gesellschaften benutzen, ist sehr unterschiedlich und hängt im wesentlichen vom Marktanteil und der regionalen Verteilung der Absatzmärkte ab. Dadurch treten zwischen den Marketinggesellschaften erhebliche Unterschiede in der Distribution der Mineralölprodukte auf. Im folgenden sollen nicht die betriebsindividuellen Di-

⁶⁰ Von Lagos aus werden auch Teile der West-Region mit Strom versorgt.

⁶¹ Für die Mineralöldistribution von Bedeutung ist die Erreichbarkeit der wichtigsten Wärmekraftwerke auf Erdölbasis durch die nigerianische Eisenbahn bzw. durch Küstentanker.

Tab. 34:

Die Distribution der Mineralölfertigprodukte im Jahr 1964

Distribution nach Verkehrsträgern	Anteil am Gesamtver- brauch in %	Bestimmungsgebiete bzw. Bestimmungsdepot
Gesamtimport	100,0 ^a	
I. Import Apapa	77,0	
Distribution von Apapa		
in Verkaufszone I	61,0	
Eisenbahn	0,4	Ibadan, Oshogbo
Wasserstraße	6,2	Sapele
Straße	42,4	Lagos, West-Region, Teile der Nord- und Mittelwest-Region)
Pipeline	12,0	Ijore Wärmekraftwerk
in Verkaufszone II	2,1	
Eisenbahn	0,0	
Wasserstraße	2,1	Onitsha
Straße	0,0	
Pipeline	0,0	
in Verkaufszone III	14,0	
Eisenbahn	12,0	Jebba, Zungeru, Kaduna, Zaria, Kano, Nguru, Gusau
Wasserstraße	n ^b	Lokoja
Straße	2,0	bis Kaduna
Pipeline	0,0	
II. Import Port Harcourt	23,0	
Distribution von Port Harcourt		
in Verkaufszone I	n	
Eisenbahn	0,0	
Wasserstraße	0,0	
Straße	n	Asaba
Pipeline	0,0	
in Verkaufszone II	19,5	
Eisenbahn	1,4	Enugu
Wasserstraße	n	Calabar
Straße	18,1	Ost-Region
Pipeline	0,0	
in Verkaufszone III	3,5	
Eisenbahn	3,5	Bukuru, Jos, Maiduguri
Wasserstraße	0,0	
Straße	n	Makurdi
Pipeline	0,0	

Zusammengestellt und berechnet nach persönlichen Mitteilungen der Marketinggesellschaften.

^a Der Gesamtimport an Mineralölfertigprodukten betrug 1964 ca. 8 Mill. Barrels.

^b n = bedeutet weniger als 0,1 %

Tab. 35:

Die Mineralöldepots in Nigeria
Stand: 1965

Standort der Depots	Anzahl der Depots	Jahr der Ersteröffnung	Versorgungsdepot vor Eröffnung der Raffinerie	Versorgung der Raffinerie Verkehrsmittel	der Depots nach Eröffnung der Raffinerie Versorgungsdepot	der Raffinerie Verkehrsmittel
<i>Bundes-Region</i>						
Apapa (Lagos)	5	1929	Übersee	Hochseetanker	Raff. Alese Eleme	Küstentanker
<i>West-Region</i>						
Ibadan	1	1954	Lagos	Eisenbahn	Lagos	Eisenbahn
Oshogbo	1	1950	Lagos	Eisenbahn	Lagos	Eisenbahn
<i>Mittelwest-Region</i>						
Sapele (Warifi)	1	1952	Lagos	Küstentanker	Alese Eleme	Küstentanker
Escravos	1	1963	Lagos	Küstentanker	Alese Eleme	Küstentanker
<i>Ost-Region</i>						
Port Harcourt	3	1930	Übersee	Hochseetanker	Alese Eleme	Küstentanker
Onitsha	2	1952	Lagos	Lastkähne	Alese Eleme	Lastkähne
Enugu	1	1950	Port Harcourt	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Calabar	1	1955	Port Harcourt	Küstentanker	Alese Eleme	Küstentanker
<i>Nord-Region</i>						
Jebba	1	n. a.	Lagos	Eisenbahn	Alese Eleme	Lastkähne
Lokoja	1	1952	Lagos	Lastkähne	Alese Eleme	Lastkähne
Makurdi	1	1955	Port Harcourt	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Zungeru	1	1956	Lagos	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Bukuru/Jos	2	1941	Port Harcourt	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Kaduna	2	1954	Lagos	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Zaria	1	1954	Lagos	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Kano	2	1942	Lagos	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Gusau	1	1955	Lagos	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Nguru	1	1955	Lagos	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn
Maiduguri	1	1964	Port Harcourt	Eisenbahn	Alese Eleme	Eisenbahn

Zusammengestellt nach persönlichen Mitteilungen der Marketinggesellschaften;
Melamid, Alexander, a. a. O., S. 26.

istributionsmethoden, sondern nur die grundsätzlichen Tendenzen des Güterstromes analysiert werden.
Vor Eröffnung der Raffinerie erfolgte die Verteilung der Fertigprodukte nach dem in Tab. 34 aufgeführten Schema. Dadurch kamen im Jahr 1964 vom gesamten Bedarf Nigerias 77 % vom Basislager Lagos (Apapa) und 23 % vom Basislager Port Harcourt zur Distribution. Von Lagos aus wurden 56,4 % des nationalen Verbrauchs direkt an die Verbrauchsorte befördert; 44,4 % auf der Straße⁶² und 12,0 % in einer Fertigproduktpipeline. 20,6 % des gesamt-

wirtschaftlichen Bedarfs transportierten vom Basisdepot in Apapa aus die Eisenbahn zu den Mineralölzwischenlagern der West- und vor allem der Nord-Region, sowie die Binnenschifffahrt zu den Lagerplätzen in Sapele, Onitsha und Lokoja. Vom Versorgungsdepot Port Harcourt aus lieferten Straßentankwagen 18,1 % des gesamtwirtschaftlichen Bedarfs direkt zu den Verbrauchsorten und 4,9 % beförderten Eisenbahntankwagen zu den Zwischenlager in Enugu, Jos, Bukuru und Maiduguri.
Nach der Eröffnung der Raffinerie in Alese Eleme tritt in der Versorgung der Mineralölde-

⁶² Hierin sind Mineralölfertigprodukte in Höhe von 2 % enthalten, die die Marketinggesellschaften 1964 wegen der Unzulänglichkeit der nigerianischen Eisenbahn in Kfz-Tankwagen bis nach Kaduna befördern mußten.

pots ein grundlegender Wandel ein. Die Distribution von den einzelnen Mineralölsammel-lagern zu den Endverbrauchern erfährt jedoch durch die Rohölverarbeitung in Nigeria keine Veränderung. Von dem neu errichteten Zentral-lager der Alese Eleme Raffinerie kommen in Zukunft 94% des Gesamtverbrauchs Nigerias zur Verteilung⁶³. Die daraus resultierenden Wandlungen der Mineralöldistribution zeigt Tabelle 35. Alle Depots der Nord-Region werden nach Inbetriebnahme der Raffinerie von Alese Eleme aus versorgt; Jebba und Lokoja durch Lastkähne auf dem Niger, alle übrigen Zwischenlager mit Eisenbahntankwagen. Die

Eisenbahnlinie, die von Port Harcourt in die Nord-Region führt, und die mit einer 11 km langen Stichbahn mit der Raffinerie verbunden ist, hat in Zukunft etwa 18,5% des gesamten Mineralölbedarfs des Landes zu befördern⁶⁴. Küstentanker mit einer Kapazität von 12 000 dwt müssen ca. 50% des nationalen Verbrauchs zu den Lagosdepots und 6% nach Sapele transportieren⁶⁵. Onitsha dagegen wird mit kleineren Lastkähnen versorgt. Die Küsten- und Binnenschifffahrt gewinnt durch die Verteilung der Fertigprodukte von Alese Eleme aus erheblich an Bedeutung.

e) DIE AUSWIRKUNGEN DER ROHÖLVERARBEITUNG UND DER ERDGASNUTZUNG AUF DEN ENERGIEVERBRAUCH

1. Veränderungen im Mineralölver-brauch durch die Rohölverar-beitung in Alese Eleme

Durch die Verarbeitung des Rohöls in der nigerianischen Raffinerie wird die absolute Höhe des Verbrauchs an Mineralölfertigprodukten ansteigen. Diese Vermehrung des Mineralölverbrauchs führt einmal zu einer Erhöhung des gesamten Energieverbrauchs des Landes, zum andern zu einer Strukturverschiebung zwischen den Energieträgern.

Der gesamtwirtschaftliche Energieverbrauch wird durch den Raffinerieeigenverbrauch, bei voller Kapazitätsauslastung der Raffinerie, um etwa 750 000 Barrels Heizöleinheiten ansteigen⁶⁶. Außerdem bewirkt das verstärkte Transportvolumen der Binnen- und Küstenschifffahrt, hervorgerufen durch die veränderte Distribution der Erdölderivate nach Eröffnung der Raffinerie, einen erhöhten Verbrauch an Dieselkraftstoffen und Heizöl.

Die Mineralölversorgung der Nord-Region mit der Eisenbahn von Alese Eleme aus führt zu einer Strukturveränderung in der Verwendung von Energieträgern der nigerianischen Eisenbahngesellschaft. Zur Bewältigung dieses Transportvolumens sind kurzfristig etwa 300 Erdöltankwagen sowie alle Dampflokomotiven, die bisher auf der Eisenbahnlinie Lagos-Kano eingesetzt wurden, in die Ost-Region zu verlegen. Dies hat eine vollständige Umstellung der Bahnlinie Lagos-Kano auf Dieselmotoren zur Folge⁶⁷. Langfristig ist auch die Eisenbahnlinie, die von Port Harcourt in die Nord-Region führt, von Kohle auf Dieselkraftstoff umzustellen, um die Mehrbelastung des Transportvolumens bewältigen zu können⁶⁸. Der in Tabelle D XXIII (Anhang) aufgezeigte Substitutionsprozeß der Kohle durch Dieselöl, der im Jahr 1954/55 begann, wird durch die Distribution der Mineralölfertigprodukte von Alese Eleme aus in Zukunft noch verstärkt.

Neben diesen Änderungen sind keine nachhal-

⁶³ Maximal 6% des nigerianischen Mineralölbedarfs werden weiterhin in Lagos importiert.

⁶⁴ Die notwendigen Anpassungsmaßnahmen der Eisenbahngesellschaft, bedingt durch die Mehrbelastung der Linie Port Harcourt — Nord-Region auf Kosten der Verbindung Lagos — Nord-Region werden in Abschnitt D III e diskutiert.

⁶⁵ Die Mineralölfertigprodukte werden in zehn Produktpipelines, deren Durchmesser zwischen 6" und 18" schwankt, von der Raffinerie zur 5 km entfernten Mole am Bonny River befördert.

⁶⁶ Arthur D. Little, *Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development*, a. a. O., S. 30.

⁶⁷ Die Nigerian Railway Corporation hat daher 29 neue Diesellokomotiven gekauft, die auf der Eisenbahnlinie Lagos — Kano eingesetzt werden sollen.

⁶⁸ Vgl. Elias, T. O., Sir Arthur Frank Kirby, Okigbo, P. N. C., *Report of the Elias Commission of Inquiry into the Administration, Economics and Industrial Relations of the Nigerian Railway Corporation*, Federal Government Printer, Lagos 1960, S. 33 f.

tigen Auswirkungen auf den Mineralölverbrauch hervorgerufen durch die Erzeugung der Erdöl-derivate in Nigeria, zu erwarten. Die durch die Eigenerzeugung ermöglichten Preissenkungen für Erdöl-derivate von durchschnittlich 3—5% sind zu gering, als daß sie sich verbrauchssteigernd auswirken könnten. Die Nachfrage in Nigeria nach Kerosin und Vergaserkraftstoffe, das sind zwei der wichtigsten Mineralölverbrauchsgruppen, ist wenig preiselastisch, sondern gekennzeichnet durch eine hohe Einkommenselastizität. Der Heizöl- und Dieselölabsatz an Industriebetriebe und Wärmekraftwerke, der sich auf Südnigeria konzentriert, ist wie der nachfolgende Abschnitt zeigt, einem scharfen Wettbewerb mit Erdgas ausgesetzt.

2. Analyse des nigerianischen Erdgasmarktes

Erst seit Anfang 1963 wird in Nigeria ein Teil der bei der Rohölförderung anfallenden Ölfeldgase kommerziell genutzt. Bislang war der Erdgasverbrauch Nigerias mit ca. 30 Mill. m³ 1963 und ca. 51 Mill. m³ 1964 — dies entspricht 2,1% bzw. 3,1% des jährlichen Primärenergieverbrauchs des Landes — noch relativ gering; in Zukunft ist jedoch mit einer verstärkten Nutzung der reichen „associated“ und „unassociated“ Erdgasreserven zu rechnen. Als Erdgasabnehmer kommen vor allem Wärmekraftwerke und Industriebetriebe in Betracht.

Der mit Abstand größte Erdgasverbraucher Nigerias in der Vergangenheit war die Electricity Corporation of Nigeria (ECN). In den Jahren 1963 und 1964 hat die ECN, wie Tab. 36 zeigt, im Erdgaskraftwerk Afam ca. 90% des gesamten nigerianischen Gasverbrauchs in elektrischen Strom umgewandelt. Die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria beliefert das Afamkraftwerk mit Erdölgasen der Rohölfelder Afam und Korokoro zu einem Preis von 53 d je 100 m³⁶⁹. Bei diesem Erdgaspreis betragen

die Energiekosten pro erzeugter kWh elektrischen Stroms im Jahr 1963/64 nur 0,30 d; im gleichen Jahr beliefen sich die Energiekosten im Kohlekraftwerk Oji-River auf 0,61 d je kWh und im größten Kraftwerk Nigerias Ijora (Lagos), das vornehmlich auf Heizölbasis arbeitet, auf 0,59 d/kWh⁷⁰. Dieser Wettbewerbsvorsprung des Erdgases gegenüber konkurrierenden Energieträgern auf dem Sektor der Elektrizitätserzeugung in Wärmekraftwerken wird die zukünftige Entwicklung und Strukturierung des Primärenergieverbrauchs der ECN entscheidend beeinflussen. Nach den Plänen der Electricity Corporation of Nigeria sollen vom Afamkraftwerk und den im Bau befindlichen Erdgaskraftwerken in Ughelli und Port Harcourt der süd-nigerianische Raum von Lagos-Ibadan-Oshogbo bis hin nach Calabar mittels Hochspannungsleitungen permanent bzw. bei schon installierten Wärmekraftwerken zur Deckung des Spitzenbedarfs mit elektrischem Strom versorgt werden. Bedingt durch den rapide anwachsenden Elektrizitätsbedarf des Landes⁷¹, müssen die Generatorenleistung des Kraftwerkes Afam von 20 MW im Jahr 1964 auf 55 MW 1968/69 vergrößert und Ughelli mit zwei Gasturbinengeneratoren von insgesamt 72 MW sowie das Kraftwerk in Port Harcourt mit einem 5 MW-Erdgasgenerator ausgestattet werden⁷². Als Folge dieses Ausbaues der Kapazität der Erdgaskraftwerke wird der Erdgasverbrauch der ECN von knapp 85 000 m³ pro Tag im Jahr 1963 auf etwa 1,3 Mill. m³ pro Tag im Jahr 1968/69 anwachsen⁷³. Dieser Anstieg des Erdgasverbrauches ist mit einer starken Verminderung des Kohleverbrauchs der Kraftwerke in Lagos, Kano und Oji-River sowie mit einer Stagnation des Heizölbedarfs des Ijora-Kraftwerks auf dem Niveau des Jahres 1963/64 verbunden. Nach Fertigstellung des Kainji-Staudammes etwa im Jahr 1969 sollen die Erdgaskraftwerke allerdings nur noch den Spitzenbedarf an elektrischem Strom decken; der Erdgasverbrauch der ECN sinkt dann

⁶⁹ Dies entspricht einem Erdgaspreis von 15 d je 100 cf.

⁷⁰ Electricity Corporation of Nigeria, Thirteenth Annual Report and Statement of Accounts, for the Year ended 31 st March 1964, Lagos 1964, S. 58.

Persönliche Mitteilung der Electricity Corporation of Nigeria vom März 1965.

⁷¹ Aus Tab. D XXIV (Anhang) ist zu ersehen, daß im Zeitraum 1952/53 bis 1963/64 die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate des Elektrizitätsbedarfs um 20% oszilliert.

⁷² Electricity Corporation of Nigeria, Thirteenth, Annual Report and Statement of Accounts, for the Year ended 31 st March 1964, a. a. O., S. 59 ff.

⁷³ Natural Gas Development in Nigeria, The Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., Port Harcourt, November 1963, S. 5.

nach jetzt gestellten offiziellen Prognosen wahrscheinlich auf die Verbrauchsmengen des Jahres 1964 herab. Die Canadian Industrial Gas Limited empfahl 1964 den Bau einer 16" Erdgas-pipeline von Ughelli zum 435 km entfernten Lagos, vornehmlich, um das Ijora-Kraftwerk mit ca. 0,6 Mill. m³ Erdgas pro Tag zu versorgen⁷⁴. Da der Bau dieser Pipeline knapp 4 Mill. N£ kosten würde und bereits 1969 Lagos von Kainji aus mit elektrischem Strom versorgt wird, erscheint die Rentabilität dieses Projekts zum heutigen Zeitpunkt nicht mehr gewährleistet.

Neben den Wärmekraftwerken sind in Südost-Nigeria eine Reihe von Industriebetrieben Abnehmer von Ölfeldgasen. Seit Anfang 1963 beliefert die Shell-BP Petroleum Development Company die Eastern Nigeria Development Corporation (ENDC) mit Erdölgasen des Rohölfeldes Apará. Die ENDC leitet das Erdgas zur Michelin-Reifenfabrik, zur ENDC Gasflaschenfabrik und zum Alcan Aluminiumwalzwerk, die alle zum „Trans Amadi Industrial Layout“ gehören, weiter. Im Jahre 1964 verbrauchte das Trans-Amadi-Industriegebiet bei Port Harcourt täglich 15 600 m³; den maximalen Erdgasbedarf schätzt Shell-BP jedoch auf durchschnittlich 55 000³ pro Tag. Seit September 1964 ver-

bindet eine 30 km lange Aluminiumpipeline das Imo River Feld mit der Stadt Aba. Die maximale Aufnahmefähigkeit der Industriebetriebe im Raum Aba (Textilherstellung, Brauerei) dürfte bei durchschnittlich 85 000 m³ Erdgas pro Tag liegen. Daneben verbraucht die Alese Eleme Raffinerie seit 1966 noch täglich 140 000 m³ Erdölgas, das vom Rohölförderfeld Bomu herangeführt wird⁷⁵. Der Erdgasverbrauch der bereits in Südost-Nigeria bestehenden Industriebetriebe betrug im Jahre 1964, wie sich aus Tab. 36 errechnen läßt, nur ca. 17 000 m³ pro Tag; aber in wenigen Jahren dürfte er auf täglich etwa 280 000 m³ Erdgas anwachsen. Der Hauptgrund für die rasche Expansion des industriellen Erdgasverbrauchs ist der deutliche Wettbewerbsvorsprung des Erdgases gegenüber konkurrierenden Energieträgern. Bisher hat die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria das Erdölgas ab Förderstelle zu einem Preis von 53 d je 100 m³ angeboten. Dieser Preis liegt erheblich unter dem Preisniveau der übrigen Energieträger. Die Nigerian Coal Corporation verkauft die Tonne Enuguglanzkohle frei Zeche für 50 s; dies entspricht, ausgedrückt in Heizwerten, einem Erdgaspreis von ca. 88 d je 100 m³. Die Tonne Heizöl wird ab Alese Eleme Raffinerie, je nach der Abnahmemenge

Tab. 36:

Der Erdgasverbrauch Nigerias
in den Jahren 1963 und 1964
in Mill. cf und Mill. m³

Erdgasverbraucher	Herkunft der Ölfeldgase	1963			1964		
		Mill cf	Mill m ³	%	Mill cf	Mill m ³	%
ECN Afam-Kraftwerk	Afam, Korokoro	954	27,0	90,9	1 556	44,0	86,7
ECN Trans-Amadi-Kraftwerk	Apará	—	—	—	11	0,3	0,6
ENDC Trans-Amadi-Industriegebiet	Apará	96	2,7	9,1	201	5,7	11,2
Aba Industriegebiet	Imo River	—	—	—	26	0,7	1,5
<i>Insgesamt</i>	Afam, Korokoro, Apará, Imo River	1 050	29,7	100,0	1 794	50,7	100,0

Zusammengestellt nach persönlichen Mitteilungen der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria vom Mai 1965.

⁷⁴ Utilization of Natural Gas in the Nigerian Economy, a. a. O., Part II, S. 22 und S. 27. Gemäß dieser Studie besitzt die Lagos Area im Jahr 1969 neben dem Wärmekraftwerk noch einen potentiellen Erdgasmarkt von ca. 11 · 10⁶ cf Erdgas pro Tag.

zu einem Preis, der zwischen 7 und 10 N£ schwankt, angeboten; umgerechnet in Heizwerten entspricht dies einem Erdgaspreis von 155 d bzw. 219 je 100 m³⁷⁶. Trotz dieses Preisvorsprungs wird wegen der hohen Transportkosten von Erdgas und der relativ geringen Verbrauchsmengen in Nigeria das Absatzgebiet des Erdgases auf das Gebiet der Rohölfelder und der Erdgasfundstellen beschränkt bleiben. Bedingt durch die hohen Distributionskosten für Erdgas beträgt im Trans-Amadi-Industriegebiet und in Aba der Erdgasverkaufspreis 85 bis 106 d je 100 m³.

Der Erdgasverbrauch Nigerias könnte entscheidend erhöht werden, wenn energieintensiven Industriebetrieben auf Erdgasbasis Anreiz geboten würde, z. B. mit einem niedrigen Erdgaspreis, sich in Südnigeria anzusiedeln. Einer Untersuchung der Canadian Industrial Gas Limited zufolge müßte Shell-BP das Erdgas zu einem Preis von 21 d je 100 m³ ab Förderstelle anbieten, damit die Rentabilität von energieintensiven Industrien gesichert wäre; zuzüglich der Distributionskosten würden sich für Großabnehmer von Erdgas in der Port Harcourt- und Ughelli-Area ein Einkaufspreis ergeben, der je nach der Entfernung des Betriebsstandortes vom Förderfeld zwischen 21 d und 42 d

je 100 m³ schwankt. Unter Berücksichtigung des nigerianischen Marktbedarfs und damit der Absatzmöglichkeit, der Rentabilität und Wirtschaftlichkeit sowie der technischen Realisierbarkeit in einem Entwicklungsland scheinen, dem Gutachten der Canadian Industrial Gas Limited zufolge, für sechs erdgasintensive Industriebetriebe relativ günstige Bedingungen in Nigeria zu bestehen. Im einzelnen handelt es sich dabei um Kunstdüngerherstellung (340 000 m³/Tag), Liquid Petroleum Gas (LPG)-Gewinnung (425 000 m³/Tag), Polyäthylenherstellung (130 000 m³/Tag), Salzlückgewinnung (710 000 m³/Tag), Ätznatron- und Chlorgewinnung (70 000 m³/Tag) und Rußgewinnung (640 000 m³/Tag)⁷⁷. Insgesamt würde der gesamte Erdgasverbrauch dieses petrochemischen Industriekomplexes über 2,3 Mill. m³ pro Tag betragen. Allerdings dürfte nur ein Teil der Projekte in den nächsten Jahren realisierbar sein.

Durch die Verarbeitung des Rohöls in Nigeria, vor allem aber durch die Nutzung der reichen Erdgasreserven wird ein struktureller Wandel des Energieverbrauchs eintreten. Der folgende Abschnitt soll zeigen, inwieweit sich dieser energiestrukturelle Umbruch in Nigeria auf globale Energieversorgungsprognosen auswirkt.

IV. VERSUCH VON GLOBALEN ENERGIEVERBRAUCHS-PROJEKTIONEN UND IHRE PROBLEMATIK IN EINEM LAND IM ENERGIESTRUKTURELLEN UMBRUCH⁷⁸

a) EINFACHE PROJEKTIONSMETHODE DES ENERGIEVERBRAUCHS

Die einfachste Methode der Bestimmung des zukünftigen Energieverbrauchs besteht in der Projektion des für die Vergangenheit ermittelten Trends des Primärenergieverbrauchs in die Zukunft.

Für die Berechnung des Trends in der Vergangenheit wird der gesamte Primärenergiever-

brauch Nigerias der Jahre 1950 bis 1964 in ein Zeitdiagramm (Abb. 22) eingetragen; d. h. der Verlauf des Energieverbrauchs wird in Abhängigkeit von der Zeit wiedergegeben. Die Berechnung der Gleichung der Trendgeraden erfolgt unter Anwendung der Methode der kleinsten Quadrate, wobei angenommen werden

⁷⁵ Natural Gas Development in Nigeria, a. a. O., S. 5 f.

⁷⁶ Persönliche Mitteilung der Electricity Corporation of Nigeria vom März 1965.

⁷⁷ Utilization of Natural Gas in the Nigerian Economy, a. a. O., Part II, S. 75 ff.

Natural Gas Development in Nigeria, a. a. O., S. 6.

Bei den in Klammern angegebenen Werten handelt es sich um den geschätzten Erdgasverbrauch.

⁷⁸ vgl. hierzu auch:

Schätzl, L., Basic Data for Projecting Energy Production and Consumption in Nigeria. In: The Nigerian Journal of Economic and Social Studies, Vol. 8, No. 3, November 1966, S. 403 ff.

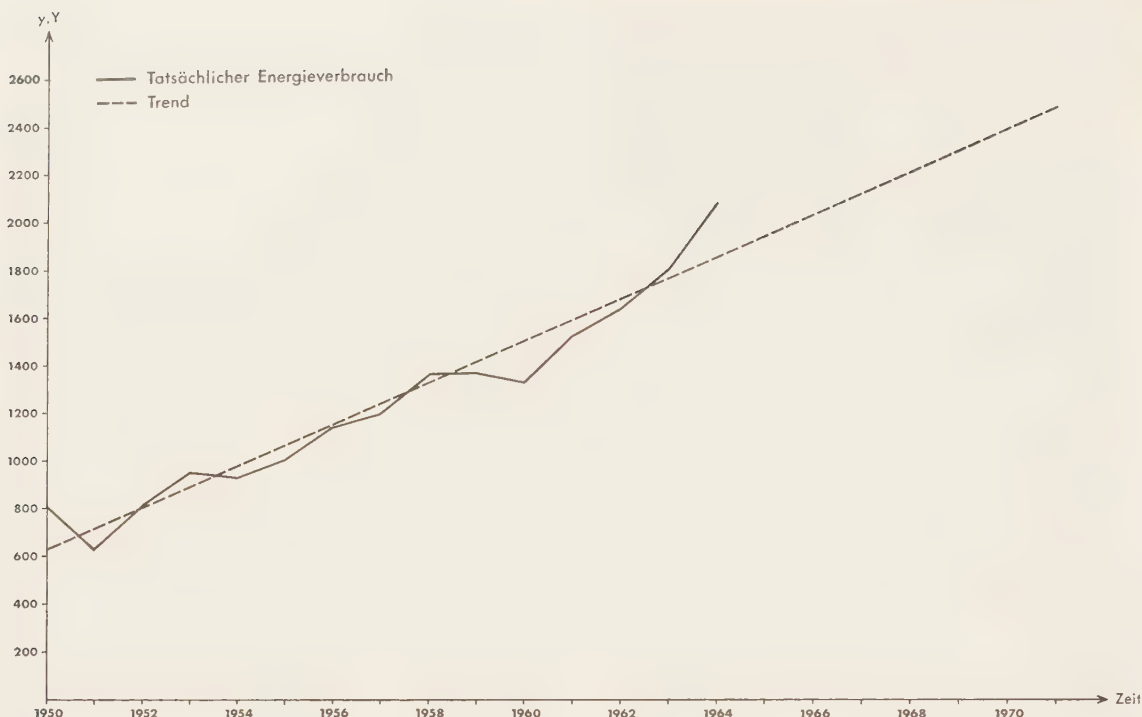


Abb. 22: Der Energieverbrauch Nigerias
Trendberechnung in 1000 t SKE

Zusammengestellt nach Tab. D XXV (Anhang).

kann, daß der Energieverbrauch Nigerias in der Vergangenheit einer linearen Funktion vom Typ $Y_i = a_0 + a_1 \cdot t_i$ entspricht. Mit Hilfe der Arbeitstabelle D XXV (Anhang) läßt sich folgende Gleichung der Trendgeraden errechnen:

$$Y_i = 1\,238,8 + 87,3 \cdot t_i^{79}$$

Die Berechnung des Primärenergieverbrauchs in der Zukunft erfolgt durch einfache Trendextrapolation, wobei unterstellt wird, daß die für die Vergangenheit ermittelte Trendabhängigkeit auch in der Zukunft gilt. Auf Grund dieser Methode errechnet sich der Primärenergieverbrauch Nigerias für das Jahr 1971 mit 2,4614 Mill. t SKE.

Diese Methode der Trendextrapolation zur Bestimmung des zukünftigen Energieverbrauchs weist entscheidende Nachteile auf:

1. Nigeria steht am Anfang eines sich rasch ausweitenden Industrialisierungsprozesses, so daß die Annahme, der zukünftige Energieverbrauch entwickelt sich entsprechend einer linearen Funktion, unrealistisch erscheint. Dies gilt in verstärktem Maße bei der Errichtung von energieintensiven Industrien.
2. Die oben durchgeführte mechanische Art der Projektion des Primärenergieverbrauchs durch Weiterführung vergangener Entwicklungstendenzen in die Zukunft, wobei für den zukünftigen Bedarf lediglich eine Abhängigkeit von

⁷⁹ Durch die Bedingung der Methode der kleinsten Quadrate ergeben die zwei Normalgleichungen:

$$I \quad \sum y_i = n \cdot a_0 + a_1 \cdot \sum x_i$$

$$II \quad \sum x_i \cdot y_i = a_0 \cdot \sum x_i + a_1 \sum x_i^2$$

Hieraus ergibt sich:

$$a_0 = \frac{\sum y}{n} = \frac{18\,582}{15} = 1\,238,8$$

$$a_1 = \frac{\sum t_i \cdot y_i}{\sum t_i^2} = \frac{24\,452}{280} = 87,329$$

der Zeit gemäß der Entwicklung der Vergangenheit angenommen wird, berücksichtigt nicht die den Energieverbrauch verursachenden Faktoren.

Der für den Basiszeitraum ermittelte und extra-

polierte Trend stellt, wenn man eine progressive wirtschaftliche Entwicklung Nigerias unterstellt, eine untere Grenze des künftigen Energiebedarfs dar.

b) QUALIFIZIERTE PROJEKTIONSMETHODE DES ENERGIEVERBRAUCHS

1. Die Wahl der wirtschaftlichen Bezugsgrößen zum Energieverbrauch

Zur Aufstellung einer fundierten Energieverbrauchsprojektion ist die Einbeziehung der den Energieverbrauch verursachenden Faktoren notwendig. Dabei ist es eine in Literatur und Praxis unbestrittene Grundtatsache, daß der Energieverbrauch eines Landes in ursächlichem Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Tätigkeit steht. „Jeder Energiebedarf ist eingebettet in die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und kann nur in engem Zusammenhang mit ihr erforscht werden.“⁸⁰

Als optimale Maßgrößen für die Schätzung des künftigen Energiebedarfs werden in den meisten publizierten Energieprojektionen die industrielle Produktion oder das Bruttosozialprodukt (BSP) angesehen. Für Nigeria ist allerdings die industrielle Produktion als Bezugsgröße zum Energieverbrauch ungeeignet, da, wie in fast allen Entwicklungsländern, der Anteil der industriellen Produktion an der gesamten wirtschaftlichen Tätigkeit und ebenso der auf den industriellen Sektor entfallende Energieverbrauch noch gering ist und außerdem in den nächsten Jahren erhebliche Änderungen gerade der industriellen Struktur zu erwarten sind.

Die gesamtwirtschaftliche Aktivität eines Entwicklungslandes findet am ehesten ihren Niederschlag im Bruttosozialprodukt. Genau genommen müßte das Bruttoinlandsprodukt zu

Marktpreisen von Größen bereinigt werden, die mit dem Energieverbrauch in keinem Zusammenhang stehen, wie beispielsweise die indirekten Steuern oder das Einkommen der Inländer, das aus dem Ausland nach Nigeria fließt. Das zur Verfügung stehende statistische Material erlaubt es aber nur, das unkorrigierte Bruttosozialprodukt zu Marktpreisen, als Ausdruck der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung dem Energieverbrauch gegenüberzustellen, was, wie nachfolgende Energieverbrauchsprojektion zeigt, durchaus vertretbar ist.

Gründliche Berechnungen des Bruttosozialprodukts für Nigeria wurden von Cf. A. R. PREST und J. G. STEWART für 1950—51, von Pius N. C. OKIGBO für die Jahre 1950 bis 1957 und darauf aufbauend vom Federal Ministry of Economic Development durchgeführt⁸¹. Während in diesen Untersuchungen ex post Zusammenhänge im Vordergrund standen, haben Nicholas G. CARTER und Peter Bentley CLARK im Jahre 1964 sowohl das Bruttoinlandsprodukt zu Marktpreisen 1962 für den Zeitraum 1950/51 bis 1961/62 ermittelt, als auch den Versuch einer kontrollierbaren Extrapolation des Bruttosozialprodukts bis zum Jahre 1970/71 unternommen⁸². Die von CARTER und CLARK gefundenen Werte für das Bruttosozialprodukt werden als Maßgröße für die aufzustellende Energieprojektion herangezogen. Es ist jedoch zu berücksichtigen, daß alle bisherigen Sozialproduktsberechnungen auf zum Teil nicht gesichertem und lückenhaftem statistischen Material beruhen und bei Projektionen wegen der

⁸⁰ Rumler, Franz-Josef, a. a. O., S. 77.

⁸¹ Prest, Cf. A. R. and Stewart, J. G., *The National Income of Nigeria 1950—51*, London 1953. Okigbo, P. N. C., *Nigerian National Accounts 1950—57*, Federal Ministry of Economic Development, Enugu 1961.

National Development Plan 1962—68, Federal Ministry of Economic Development, Lagos 1962, S. 6 ff. National Development Plan, Progress Report 1964, Federal Ministry of Economic Development Lagos 1964, S. 2 ff.

⁸² Carter, Nicholas G. and Clark, Peter Bentley, *A Model of Estimating the Foreign Aid Requirements of Nigeria*, AID Summer Research Project Nigeria, Lagos 1964, S. 4 ff.

stark schwankenden Zuwachsraten des Bruttosozialprodukts in den Jahren 1950 bis 1962 erhebliche Schwierigkeiten auftraten. Diese Grenzen, die der Projektion der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung gesetzt sind, gelten zwangsläufig auch für qualifizierte Globalprojektionen des Energieverbrauchs.

2. Die Regressionsanalyse

Die Regressionsanalyse steht im Mittelpunkt der gebräuchlichen und mathematisch zuverlässigen Methoden und dient der Feststellung des Abhängigkeitsverhältnisses zwischen Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt. Bei der Regressionsanalyse werden für den Basiszeitraum die zwei Merkmale Bruttosozialprodukt und Energieverbrauch gleichzeitig beobachtet. Daß zwischen diesen beiden Größen ein enger Zusammenhang besteht, zeigt bereits die graphische Lösung. In Abb. 23 wird in dem Streudiagramm dem jeweiligen Bruttosozialprodukt der entsprechende Energieverbrauch zugeordnet. Aus der Anhäufung der Koordinatenpunkte läßt sich deutlich eine positive lineare Streuung erkennen. Die Art des Zusammenhangs ergibt sich aus der mathematischen Berechnung der Regressionsgeraden, die die Abhängigkeit zwischen dem Energieverbrauch (Y_i) und dem Bruttosozialprodukt (x_i) zum Ausdruck bringt:

$$Y_i = 2,429 x_i - 1308,2^{83}.$$

Zwischen Energieverbrauch und Bruttosozial-

produkt besteht also ein einfacher positiver linearer Zusammenhang. Die Stärke des Zusammenhangs zwischen Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt läßt sich durch den Bravais-Pearson'schen Korrelationskoeffizient ermitteln; er beträgt im vorliegenden Fall:

$$r \approx 0,96^{84}.$$

Der Bravais-Pearson'sche Korrelationskoeffizient von 0,96 in Verbindung mit dem Bestimmtheitsmaß $r^2 = 0,92$ besagt, daß 92 % (r^2) der Varianz der y_i -Werte (Energieverbrauch) auf die Änderung der x_i -Werte (Bruttosozialprodukt) und nur 8 % (k^2) auf andere Einflüsse zurückzuführen sind. Allerdings gilt einschränkend, daß die Anforderung, welche die Statistik an die Berechnung des Bravais-Pearson'schen Korrelationskoeffizienten stellt, mit nur 15 bekannten Werten unzureichend erfüllt ist.

Bei der Verwendung der Regressionsanalyse zur Bestimmung des künftigen Energieverbrauchs wird unterstellt, daß die für die Vergangenheit ermittelte lineare Funktion zwischen Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt auch innerhalb des Prognosezeitraums Gültigkeit besitzt. Der Energieverbrauch der Zukunft läßt sich rechnerisch ermitteln, indem sie die Regressionsgleichung $Y_i = 2,429 \cdot x_i - 1308,2$ die von CARTER und CLARK für die Jahre 1964 bis 1971 geschätzten Werte des Bruttosozialprodukts eingesetzt werden. Bei einem für das Jahr 1971 erwartetem Bruttosozialprodukt von 1753

⁸³ Wie bei der Trendberechnung wird auch bei der Regressionsanalyse angenommen, daß der Energieverbrauch Nigerias einer linearen Funktion vom Typ: $Y_i = a_0 + a_1 \cdot x_i$ entspricht. Mit Hilfe der Methode der kleinsten Quadrate wird die Funktion der Geraden errechnet, die zu den einzelnen Koordinatenpunkten die geringste Abweichung aufweist. Die zwei Normalgleichungen lauten wie bei der Trendberechnung:

$$I \quad \sum y_i = n \cdot a_0 + a_1 \sum x_i$$

$$II \quad \sum x_i y_i = a_0 \sum x_i + a_1 \sum x_i^2$$

Hieraus folgt:

$$a_0 = \frac{\sum y_i \cdot \sum x_i^2 - \sum x_i \cdot \sum x_i y_i}{n \cdot \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}$$

$$a_1 = \frac{n \cdot \sum x_i y_i - \sum x_i \cdot \sum y_i}{n \cdot \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}$$

In diese Gleichungen werden die in Tabelle D XXVII errechneten Werte eingesetzt; danach ergibt sich für $a_0 = -1308,2$ und

$$a_1 = 2,42913.$$

⁸⁴ Der Bravais-Pearson'sche Korrelationskoeffizient läßt sich wie folgt ermitteln:

$1 = r^2 + k^2$, $r^2 =$ Bestimmtheitsmaß, $k^2 =$ Unbestimmtheitsmaß,

$$r = \frac{\sum (x_i - \bar{x}) (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum (y_i - \bar{y})^2}}$$

Mit Hilfe der Arbeitstabelle D XXVII ergeben sich dann für

$$r \approx 0,96 \text{ und für}$$

$$r^2 \approx 0,92.$$

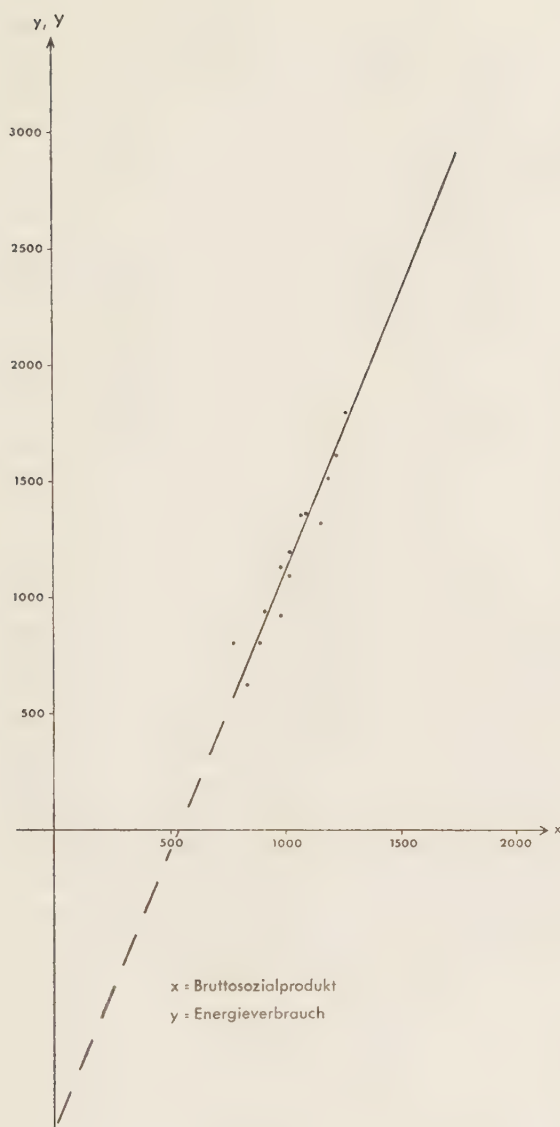
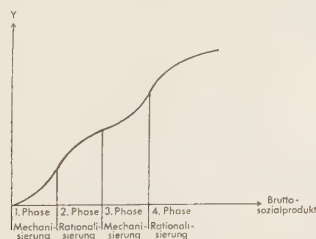


Abb. 23: Der Energieverbrauch Nigerias
Regressionsanalyse in 1000 t SKE und Mill. N£
Zusammengestellt nach Tabelle D XXVI (Anhang).

⁸⁵ Lebert, Berndt, Beiträge zum Problem der Energieprognose, in: Weltwirtschaftliches Archiv, Zeitschrift des Instituts für Weltwirtschaft an der Universität Kiel, Bd. 84 (1960, I), Hamburg, S. 191—200.



Auf Seite 197 kommt der Verfasser zu nebenstehender langfristigen Entwicklung zwischen Bruttosozialprodukt und Energiebedarf einer Volkswirtschaft.

$$e = \frac{\text{Zuwachsrates des Energieverbrauchs (1950—1964) in \%}}{\text{Zuwachsrates des Bruttosozialprodukts (1950—1964) in \%}} = 2,24.$$

Der Elastizitätskoeffizient e drückt das Verhältnis zwischen der prozentualen Zuwachsrates des Energiebedarfes und der prozentualen Zuwachsrates des Bruttosozialprodukts für den Basiszeitraum aus.

brauchs infolge der Mechanisierung des Produktionsprozesses kumulativ in einer Richtung auf ein überproportionales Wachstum des gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs im Vergleich zum Bruttosozialprodukt“⁸⁷.

2. Außerdem ist bei der Regressionsanalyse einschränkend zu berücksichtigen, daß die veränderte energiestrukturelle Situation Nigerias nicht voll zum Tragen kommt. Bei der Regressionsanalyse wird der zukünftige Energieverbrauch in Abhängigkeit des von CARTER und CLARK projizierten Bruttosozialprodukts ermittelt, wobei als Maßstab die Beziehung des Energieverbrauchs zum Sozialprodukt in der Vergangenheit dient. Die reichen Rohöl- und Erdgasfunde in Nigeria werden jedoch die Gründung von energieintensiven Betrieben nach sich ziehen. Die Erhöhung des Bruttosozialprodukts durch die energieintensiven Industrien wird aber um ein Vielfaches vom Ansteigen ihres Energieverbrauchs übertroffen werden. Um den tatsächlichen Energieverbrauch der Zukunft zu ermitteln, sind die projizierten Energieverbrauchsdaten, die die Regressionsanalyse liefert, um jene Zuwachsrate des durch Rohöl und Erdgas induzierten Energieverbrauchs zu korrigieren, die das in der Regressionsanalyse ermittelte Abhängigkeitsverhältnis zwischen Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt übersteigt. Daraus folgt, daß die Er-

gebnisse der Regressionsanalyse nur als Untergrenze des künftigen Energieverbrauchs gelten können. Für die quantitative Erfassung eines Korrekturfaktors wirkt erschwerend, daß auf Grund des geringen gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs bereits ein energieintensiver Betrieb zu einem sprunghaften Ansteigen des nationalen Energieverbrauchs führt, und daß die Errichtung der energieintensiven Industrien in aperiodischen Zeitabständen erfolgt. Nach den gegenwärtig vorliegenden Plänen wird die Alese Eleme Raffinerie bis zum Jahre 1967 unter der Prämisse optimaler Kapazitätsauslastung zu einer Steigerung des gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs von ca. 6% führen. Bis zum Jahre 1968 ist außerdem mit der Errichtung von erdgasintensiven Industrien mit einem Energieverbrauch von ca. 0,4 Mill. m³/Tag zu rechnen, wodurch sich der nationale Energieverbrauch um weitere 8% erhöhen würde. Auf Grund des energiestrukturellen Umbruchs in dem sich Nigeria befindet, erscheint es notwendig, den Energieverbrauch des Landes permanent zu analysieren, um veränderte Entwicklungstendenzen in der Projektion kurzfristig berücksichtigen zu können. Nur so ist es möglich, Energieverbrauchsprojektionen in die volkswirtschaftliche Gesamtplanung einzubeziehen, und sie zu einem wirksamen Instrument der Wirtschafts- und Energiepolitik zu machen.

⁸⁷ Gleissner, Erwin, a. a. O., S. 33.

E. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN DER ERDÖLINDUSTRIE

I. DIE STELLUNG DES ERDÖLS IN DER AUSSENWIRTSCHAFT

a) DER EINFLUSS DES ERDÖLS AUF DIE AUSSENHANDELSSTRUKTUR

1. Die Auswirkungen der Rohölgewinnung

1.1. Die zunehmende Bedeutung der Rohöl- exporte

In der Vergangenheit nahmen im Güterexport Nigerias die Agrarprodukte eine dominierende Stellung ein. Vor allem Erdnüsse und Erdnußprodukte, Palmöl und Palmkerne sowie Kakao gaben dem Güterexport des Landes ihr Gepräge; daneben spielten noch die Ausfuhren von Rohbaumwolle, Häuten und Fellen, Kautschuk und Holzprodukten eine größere Rolle. Von den nicht land- bzw. forstwirtschaftlichen Gütern kam nur den Zinnexporten eine gewisse Bedeutung zu. Seit Anfang 1958 führt, wie Abb. 24 zeigt, die Shell-BP Petroleum Development Company nigerianisches Rohöl aus. Der Ausfuhrwert dieses Primärennergieträgers stieg in den folgenden Jahren kontinuierlich an und erreichte im Jahre 1964 32,1 Mill. N£. Der Anteil des Rohöls an den Gesamtexporten des Landes vergrößerte sich von 0,8 % 1958 auf 15,3 % 1964. Rohöl ist somit innerhalb kurzer Zeit nach Kakao und Erdnüssen zum dritt wichtigsten Exportgut Nigerias aufgestiegen. Die Wachstumsrate der Rohölausfuhren, die im Gegensatz zu den wichtigsten übrigen Exportprodukten stets positiv war, übertraf die Wachstumsrate der gesamten traditionellen inländischen Exportgüter erheblich.

In Zukunft wird das Rohöl im Güterexport Nigerias eine überragende Bedeutung erlangen. Die International Bank for Reconstruction and Development schätzte im Jahr 1965, daß der Ausfuhrwert der traditionellen Exportgüter im

Zeitraum 1965 bis 1970 um 190 Mill. N£ oszillieren wird. Dieser Stagnation der traditionellen Güterexporte steht eine explosionsartige Ausweitung der Rohölausfuhren gegenüber. Der vorliegenden Schätzung des Wertes der künftigen Rohölausfuhren liegt die Förderprognose für die Jahre 1965—1970 des Abschnittes A III zugrunde, wobei ein konstanter Rohölpreis von 5 N£ je Tonne angenommen wird. Danach wächst der Ausfuhrwert des Rohöls bis zum Jahre 1970 auf mindestens 177,5 Mill. N£, höchstens jedoch auf 275 Mill. N£ an¹. Im Falle der Mindestentwicklung der Rohölausfuhren (Alternative I) wird der Anteil des Rohöls an den Gesamtexporten bis zum Jahre 1970 kontinuierlich auf über 48 % ansteigen, und bei Realisierung der geschätzten Maximalentwicklung (Alternative II) sogar knapp 60 % betragen. Die zentrale Bedeutung dieser Exporte für den gesamten Außenhandel Nigerias kommt voll zur Geltung, wenn man sich vor Augen hält, daß die Wachstumsrate der Exporte der traditionellen inländischen Ausfuhrgüter im Zeitraum 1965 bis 1970 mit null Prozent angenommen wird; die in Tabelle 37 berechnete künftige Zuwachsrate der Gesamtexporte Nigerias hängt somit ausschließlich von der Höhe der Rohöl-
exporte ab.

Die gewaltige Ausdehnung der Rohöl-
exporte führt zu einer grundlegenden Veränderung der Exportstruktur Nigerias. Im Jahre 1965 betrug der Anteil der land- und forstwirtschaftlichen Erzeugnisse an den Gesamtexporten mehr als 90 %, 1964 noch über 75 %, 1970 wird er jedoch nur, je nach der Entwicklung der Rohöl-
exporte, 45 % bzw. 35 % betragen. Der Export an Primär-

¹ Eine Einengung der Variationsbreite der Prognose ist, wie bereits in Abschnitt A III a 1 ausgeführt, wegen der Vielzahl von Imponderabilien, die die Rohölwirtschaft beeinflussen, nicht möglich.

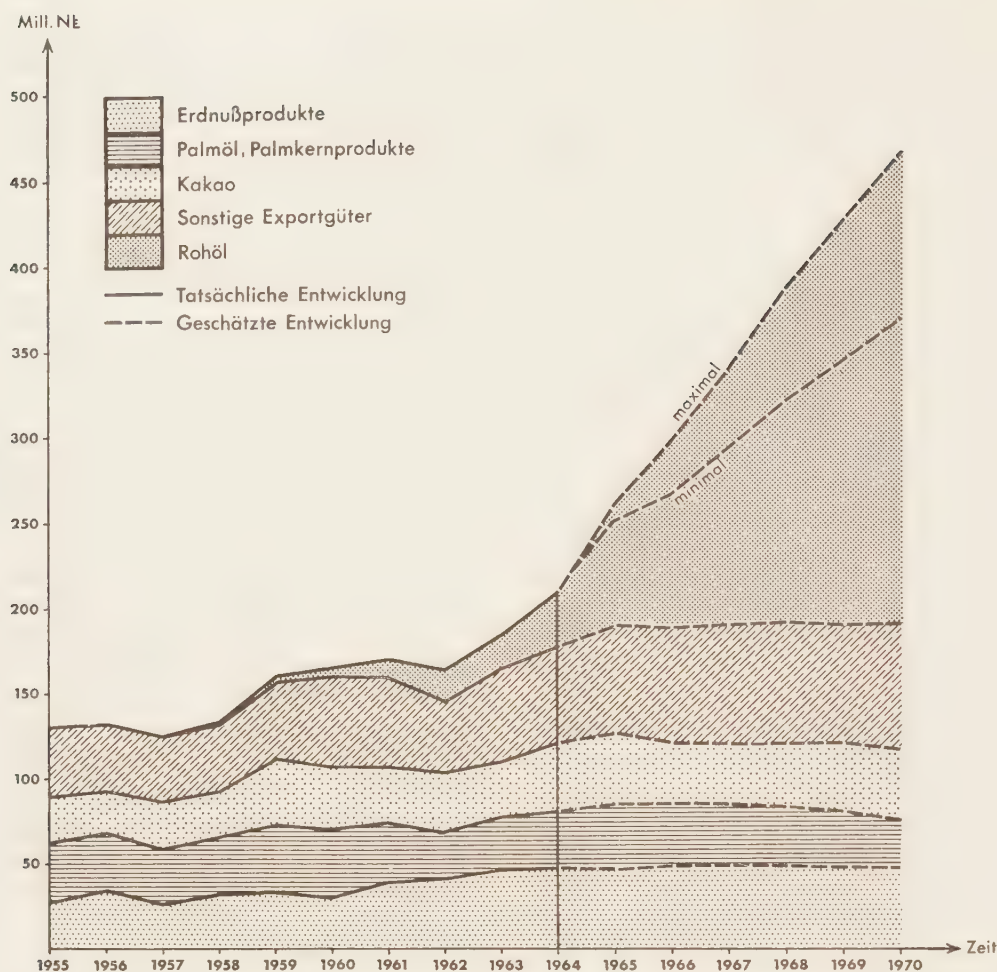


Abb. 24: Die Stellung des Rohöls im Güterexport Nigerias
in den Jahren 1955 bis 1970 in Mill. N£

Zusammengestellt nach den Tabellen E I und E II (Anhang).

energeträgern wuchs im gleichen Zeitraum von null Prozent im Jahre 1956 über ca. 15 % 1964 auf alternativ etwa 50 % bzw. 60 % an. Mit der Entwicklung der nigerianischen Rohölindustrie wurde ein neues Ausführprodukt geschaffen, das die Exportstruktur des Landes verbreitert. Die dadurch bewirkte Diversifizierung des Exportangebotes kann bei unterschiedlicher Entwicklung der Wirtschaftssektoren die Schwankungen der Weltmarktpreise einzelner Ausfuhr-güter nivellieren helfen. Gerade Rohöl trägt zu einer Stabilisierung der Exporterlöse bei. Wie Tab. E III (Anhang) zeigt, traten bei agrarischen Rohstoffen, je nach der Absatzlage am Weltmarkt starke Preisschwankungen auf, wäh-

rend sich die Rohölpreise auf Grund der oligopolistischen Preispolitik der integrierten Erdöl-gesellschaften durch eine hohe Stabilität der Preise auszeichneten.

Möglicherweise erhöht sich der Ausfuhrwert an Primärenergieträgern in den nächsten Jahren noch um jährlich 5 bis 9 Mill. N£, wenn die Verhandlungen zwischen der nigerianischen Regierung und der Conch Methane Service, etwa 1 bis 2 Mrd. m³ Erdgas von Nigeria nach Großbritannien zu verschiffen, erfolgreich abgeschlossen werden. Gemessen an der Entwicklung der Rohölausfuhren würden die geplanten Erdgasexporte allerdings nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Tab. 37:

Die Stellung des Rohöls im Güterexport Nigerias
in den Jahren 1956 bis 1970
in Mill. N£

<i>Tatsächliche Entwicklung</i>	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
Gesamtexport an trad. inl. Gütern	132,3	124,2	131,8	157,8	161,2	158,6	147,3	164,6	178,3
Wachstumsrate in %	1,9	— 6,1	6,1	19,7	2,2	— 1,6	— 7,1	11,7	8,3
Rohölexport	—	—	1,0	2,7	4,4	11,5	16,7	20,2	32,1
Wachstumsrate in %	—	—	—	170,0	63,0	161,4	45,2	21,0	58,9
Gesamtexport an inländischen Gütern	132,3	124,2	132,8	160,5	165,6	170,1	164,0	184,8	210,4
Wachstumsrate in %	1,9	— 6,1	6,9	20,9	3,2	2,7	— 3,6	12,7	13,9
Anteil des Rohöls am Gesamtexport in %	—	—	0,8	1,7	2,7	6,8	10,2	10,9	15,3
<i>Geschätzte Entwicklung</i>	1965	1966	1967	1968	1969	1970			
Gesamtexport an trad. inl. Gütern	190,0	188,0	190,0	192,0	190,0	190,0			
Wachstumsrate in %	6,6	— 1,1	1,1	1,1	— 1,0	0,0			
Rohölexport: Minimalentwicklung	60,5	79,0	103,5	128,5	153,0	177,5			
Wachstumsrate in %	88,5	30,6	31,0	24,2	19,1	16,0			
Rohölexport: Maximalentwicklung	70,0	110,0	150,0	195,0	235,0	275,0			
Wachstumsrate in %	118,0	57,1	36,4	30,0	20,5	17,0			
Gesamtexport an inländischen Gütern (min.)	250,0	267,0	293,5	320,5	343,0	367,5			
Wachstumsrate in %	18,8	6,8	9,9	9,2	7,0	7,1			
Gesamtexport an inländischen Gütern (max.)	260,0	298,0	340,0	387,0	425,0	465,0			
Wachstumsrate in %	23,6	14,6	14,1	13,8	9,8	9,4			
Anteil des Rohöls am Gesamtexport (min.)	24,1	29,6	35,3	40,1	44,6	48,3			
Anteil des Rohöls am Gesamtexport (max.)	26,9	36,9	44,1	50,4	55,3	59,1			

Zusammengestellt und berechnet nach den Tabellen E I und E II (Anhang).

*1. 2. Güter- und Dienstleistungsimporte zum
Aufbau der Rohölindustrie*

Der Aufbau der Rohölindustrie in Nigeria führte zu einer starken Erhöhung der Güter- und Dienstleistungsimporte². Bis zum Jahre 1964 importierten die Rohölgesellschaften Güter und Dienste im Werte von ca. 94 Mill. N£. Etwa 60 % der Gesamteinfuhren der Rohölgesellschaften entfielen auf Güter und 40 % auf Dienstleistungen. Bei den Gütereinfuhren handelt es sich zum Großteil um Investitionsgüter (Bohranlagen, Pumpstationen, Transportmittel usw.). Die moderne Rohölindustrie benötigt für ihre Explorationstätigkeit und zur Durchführung der Rohölförderung ein Instrumentarium an technisch komplizierten Maschinen und Aggregaten, das beim gegenwärtigen Entwick-

lungsstand der nigerianischen Wirtschaft eingeführt werden muß. Neben den Einfuhren von Kapitalgütern sind zum Aufbau der Erdölindustrie Dienstleistungsimporte notwendig. Der größte Teil der Diensteeinfuhren entfällt auf Zahlungen an Vertragsfirmen, sog. consulting engineers, die als technische Berater den Rohölgesellschaften zur Verfügung stehen. Zu den Dienstimporten zählen schließlich noch als ein ins Gewicht fallender Ausgabeposten die Führungskräfte und Facharbeiter der Rohölgesellschaften, ohne die der Aufbau und der Betrieb der Rohölindustrie nicht realisierbar wäre. Bei der nachfolgenden Importanalyse der Rohölgesellschaften werden die Einfuhren der Shell-BP und der „newcomers“ getrennt untersucht. Diese Differenzierung rechtfertigt allein das Volumen der Importe der Shell-BP; der unter-

² Der Umfang der Einfuhren der Rohölgesellschaften ist aus der nigerianischen Außenhandelsstatistik nicht zu erkennen, da diese nur nach Warengruppen und Herkunfts- bzw. Bestimmungsgebieten gegliedert ist, aber keine Angaben über Importe einzelner Branchen enthält. Da die Gesellschaften verpflichtet sind, ihre Gesamtausgaben, gegliedert nach Ausgaben in Nigeria und nach Ausgaben im Ausland, der nigerianischen Regierung mitzuteilen, lassen sich aus diesen Daten die Höhe der Güter- und Dienstimporte ermitteln.

schiedliche Entwicklungsstand von Shell-BP und den „newcomers“ in der Rohölerschließung Nigerias macht die Unterscheidung sogar zwingend notwendig. Während Shell-BP seit 1958 Erdöl fördert, waren die übrigen Rohölgesellschaften bis 1964 ausschließlich mit Such- und Bohraufgaben beschäftigt; dies hat zwangsläufig einen divergierenden Einfuhrbedarf, was den Umfang als auch die Zusammensetzung der Importe betrifft, zur Folge.

Die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria hat von Beginn ihrer Suchtätigkeit im Jahre 1937 bis zum Jahre 1964 über 76 Mill. N£ an Gütern und Dienstleistungen importiert. Wie Tabelle 38 zeigt, betrug der Güter- und Dienstimport bis zum Jahre 1958, d. h. bis zum Zeitpunkt der ersten Rohölexporte, 16 Mill. N£. In den Jahren 1958, 1959 und 1960 schwankte er um jährlich 10 Mill. N£, um in den beiden darauffolgenden Jahren rasch abzusinken, da die erste große Investitionsphase abgeschlossen war. Seit 1963 nahmen die Einfuhren an Waren und Dienstleistungen jedoch, als Folge der hohen Investitionen, die für den Bau der Trans-Niger-Pipeline notwendig waren, stark zu. Der Anteil der Shell-BP an den gesamten Güter- und Dienstleistungsimporten der nigerianischen Leistungsbilanz schwankte im Zeitraum 1958 bis 1964 relativ stark zwischen 1,5 % und 5,4 %. Es ist für die Vorausschätzung des zukünftigen Importbedarfs der Rohölgesellschaften von Be-

deutung, daß der Anteil der Ausgaben im Ausland an den Gesamtausgaben der Shell-BP von 64 % vor 1958 auf durchschnittlich 35 % in den letzten Jahren herabsank, d. h. daß mit zunehmender Dauer der Rohölförderung der Anteil der Ausgaben im Entwicklungsland gegenüber den Ausgaben im Ausland zunimmt. Die Shell-BP rechnet, daß sich dieser Trend, möglicherweise abgeschwächt, in Zukunft fortsetzt. Da aber die Shell-BP bis 1970 in verstärktem Maße Investitionen durchführen muß, um das von ihr geplante Fördervolumen zu realisieren, ist anzunehmen, daß der Importbedarf dieser Gesellschaft an Kapitalgütern und Dienstleistungen sich auf ein Niveau von durchschnittlich etwa 15 Mill. N£ einpendeln wird.

Die „newcomers“, die bis 1964 noch kein Rohöl in Nigeria förderten, hatten bis zu diesem Zeitpunkt ca. 17,5 Mill. N£ an Gütern und Diensten importiert. Dies entspricht in etwa dem Einfuhrwert der Shell-BP-Importe in ihrer Explorationsphase vor 1958. Während sich die Güter- und Dienstimporte der Shell-BP auf über ein Jahrzehnt verteilten, konzentrierten sich die Einfuhren der „newcomers“ auf die Jahre 1963 und 1964³. Je nach dem Entwicklungsstand in der Rohölerschließung wird in Zukunft die Einfuhr der einzelnen Gesellschaften — ähnlich der Entwicklung der Shell-BP — schwanken. Da aber Gulf Oil bereits seit Anfang 1965 Rohöl exportiert und zumindest einige der übrigen

Tab. 38:

*Die Güter- und Dienstimporte der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria
in den Jahren 1958 bis 1964
in Mill. N£*

	vor 1958	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
Gesamtimporte Nigerias an Gütern und Diensten		193,6	213,1	254,0	259,5	237,6	252,8	309,7
Importe der Shell-BP an Gütern und Diensten	16,0	9,6	11,6	9,1	6,7	3,6	7,4	12,3
Anteil der Importe der Shell-BP an den Gesamtimporten Nigerias in %		5,0	5,4	3,6	2,6	1,5	2,9	4,0
Anteil der Importe der Shell-BP an den Gesamtausgaben der Gesellschaft	64,0	64,0	62,7	54,2	36,6	26,9	37,6	36,5

Zusammengestellt und berechnet nach den Tabellen E IV und E VI.

³ Den größten Teil der Einfuhren in der Vergangenheit tätigte die Nigerian Gulf Oil Company. Quelle: Persönliche Mitteilung der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria vom 24. 2. 1965.

sechs Rohölgesellschaften im Zeitraum von 1967 bis 1970 in Nigeria Erdöl fördern dürften und somit von der Explorationsphase in die Förderphase eintreten, ist zu erwarten, daß diese Phasenverschiebung in der Entwicklung der Rohölerschließung die betriebsindividuellen Schwankungen des Einfuhrbedarf an Gütern und Dienstleistungen weitgehend nivelliert. Eine Vorausschätzung der Höhe der künftigen Einfuhren der „newcomers“ muß eine Vermutung bleiben, da die Investitionsbereitschaft dieser Gesellschaften in hohem Maße von der Zahl und der Mächtigkeit ihrer künftigen Funde abhängt; nach dem heutigen Stand ihrer Explorationstätigkeit zu schließen dürfte der Einfuhrbedarf der „newcomers“ jedoch langfristig kaum unter 10 bis 15 Mill. N£ pro Jahr liegen.

Aus der dargelegten Entwicklung der Ausgaben im Ausland läßt sich ableiten, daß der Import an Gütern und Diensten der Rohölgesellschaften, der in der Vergangenheit stark variierte, in Zukunft auf ein Niveau von etwa 30 Mill. N£ anwächst. Der Aufbau und der Betrieb der nigerianischen Rohölindustrie führt zu einer nicht unwesentlichen Steigerung der absoluten Höhe der Güter- und Dienstleistungseinfuhren. Die Art der Einfuhren bewirkt eine Veränderung der Importstruktur. Vor allem die bereits in der Vergangenheit erkennbare Tendenz der zunehmenden Bedeutung der Investitionsgüterimporte wird durch die Rohölindustrie verstärkt.

2. Die Auswirkungen der Rohölverarbeitung in Nigeria

Nigeria war in der Vergangenheit gezwungen, den gesamten Bedarf des Landes an Mineralölfertigprodukten einzuführen. Wie Tabelle 39 zeigt, nahm der Wert der Mineralölimporte von 6,5 Mill. N£ im Jahre 1955 kontinuierlich auf 19,3 Mill. N£ im Jahre 1964 zu. Der Anteil derselben an den Gesamteinfuhren Nigerias wuchs im gleichen Zeitraum von 4,8% auf 7,6%⁴.

Die Rohölfunde in Südnigeria verbunden mit dem stark ansteigenden inländischen Mineralölverbrauch waren der Anlaß für den Bau einer eigenen Raffinerie. Mit dem Beginn der Rohölverarbeitung im Herbst 1965 tritt in der Mineralversorgung des Landes ein struktureller Wandel ein. Zwar werden die Mineralöleinfuhren im Jahre 1965 noch auf über 20 Mill. N£ ansteigen, ab 1966 wird jedoch der größte Teil der Importe von Mineralölderivaten durch die Erzeugung im eigenen Land substituiert. Nur Flugzeugkraftstoffe, Schmiermittel, Spezialprodukte und ein Teil des Kerosins müssen auch in Zukunft, auf Grund der einfachen technischen Ausstattung der Raffinerie und der spezifischen chemischen Zusammensetzung des nigerianischen Rohöls, eingeführt werden. Entsprechend der künftigen Verbrauchsentwicklung dieser Produkte ist zu erwarten, daß ihr Einfuhrbedarf im Zeitraum 1966 bis 1970 von ca. 6 Mill. N£ auf etwa 8 Mill. N£ ansteigt⁵. Diese Einfuhren werden jedoch überkompensiert durch Exporte an Dieselöl und schwerem Heizöl; beide fallen, wie bereits ausgeführt, bei der Rohöldestillation in der Alese Eleme Raffinerie in Mengen an, die am nigerianischen Absatzmarkt nicht unterzubringen sind und daher am Weltmarkt verkauft werden müssen. Insgesamt gesehen tritt durch die Rohölverarbeitung in Nigeria eine entscheidende Reduktion der Mineralölimporte ein. Bereits 1966 ersetzt die nigerianische Rohölverarbeitung nahezu vollständig die Einfuhren an Erdölderivaten in Höhe von annähernd 20 Mill. N£.

Es gilt nachzutragen, daß für den Bau der Raffinerie Güter- und Dienstleistungsimporte im Werte von ca. 4 Mill. N£ nötig waren⁶. Der Aufbau von Industrien zur Importsubstitution ist einer der Hauptgründe für die zunehmende Bedeutung der Einfuhren an Investitionsgütern. Andererseits tragen sie wesentlich dazu bei, daß der Einfuhrbedarf Nigerias an Konsumgütern in den letzten Jahren stagnierte.

⁴ Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, daß Mineralölprodukte, deren Wert zwischen 1,6 und 2,7 Mill. N£ pro Jahr schwankte, in Nachbarstaaten reexportiert wurden.

⁵ Dieser Schätzung liegen durchschnittliche Importpreise der Vergangenheit zugrunde.

⁶ Persönliche Mitteilungen des „resident engineers“ der Nigerian Petroleum Refining Company vom März 1965.

Tab. 39:

Die Stellung der Mineralölfertigprodukte im Güterimport Nigerias
in den Jahren 1955 bis 1964
in Mill. N£

	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
Gesamtimporte Nigerias	136,1	152,7	152,5	166,3	178,4	215,9	222,5	203,2	207,5	254,3
Importe an Mineralölfertigprodukten	6,5	7,3	8,2	8,9	10,3	11,2	13,3	13,9	15,4	19,3
Anteil der Mineralölfertigprodukte an den Gesamtimporten in %	4,8	4,8	5,4	5,4	5,8	5,2	6,0	6,8	7,4	7,6
Reexporte an Mineralölfertigprodukten	1,6	1,6	2,4	1,8	1,7	1,9	2,2	2,7	2,6	2,6

Zusammengestellt und berechnet nach:

Annual Abstract of Statistics, Nigeria 1964, a. a. O., S. 67.

Tabelle D XIII.

b) DER EINFLUSS DES ERDÖLS AUF DIE ZAHLUNGSBILANZ

1. Die allgemeine Entwicklung der nigerianischen Zahlungsbilanz

Die Zahlungsbilanz Nigerias läßt nach dem zweiten Weltkrieg zwei unterschiedliche Entwicklungsphasen erkennen⁷. Die Periode bis 1954 kennzeichnete ein stetiger Überschuß der Leistungsbilanz, der mit einem Devisenzufluß verbunden war, während seit 1955 ein erhebliches Leistungsbilanzdefizit zu einer anwachsenden Reduzierung der Währungsreserven führte⁸.

Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung der einzelnen Positionen der Zahlungsbilanz seit 1958, dem Beginn der Rohölausfuhren, zeigt Tabelle E VII. Danach weist das Handelsbilanzdefizit Nigerias nach 1958 zwar starke Schwankungen auf, die jedoch keine tendentielle Ver-

besserung des Defizits erkennen lassen. Die Ursachen für die defizitäre Entwicklung der Handelsbilanz liegen im verstärkten quantitativen Wachstum der Güterimporte gegenüber den Ausfuhren und in der Verschlechterung der nigerianischen terms of trade begründet. Der sog. „barter“-terms of trade-Index bezogen auf das Basisjahr 1954 = 100 hat sich bis zum Jahr 1963 auf 79 verschlechtert⁹. Die Tatsache, daß die Güterimporte die Güterexporte weit überstiegen, charakterisiert das Entwicklungsland Nigeria als eine „junge Schuldernation“¹⁰. Der Passivsaldo im Dienstleistungsverkehr mit dem Ausland vergrößerte sich von 7,8 Mill. N£ im Jahre 1958 auf 35 Mill. N£ 1964. Im Jahre 1963 übertraf sogar erstmals das Defizit in der Dienstleistungsbilanz den Fehlbetrag der Handelsbilanz. Die Ursachen für diese Passivierungs-

⁷ Dem hier verwendeten statistischen Begriff der Zahlungsbilanz liegt folgende Definition zugrunde: „Als Zahlungsbilanz eines Landes bezeichnet man die Aufzeichnung aller ökonomischen Transaktionen zwischen Einwohnern, Regierungen und Institutionen des Inlandes (Inländer) und Einwohnern, Regierungen und Institutionen des Ausländers (Ausländer) für eine bestimmte Periode, normalerweise für ein Jahr.“ Quelle: Rose, Klaus, Theorie der Außenwirtschaft, Berlin 1964, S. 3.

⁸ Onitiri, H. M. A., Recent Trends in Nigerian Balance of Payments, Ibadan 1965, S. 1 ff. (unveröffentlichtes Manuskript)

⁹ Der einfache oder „barter“-terms of trade-Index (T) vergleicht einen gewogenen Exportpreisindex (Pe) mit einem gewogenen Importpreisindex (Pi):

$$T = \frac{Pe}{Pi} \cdot 100 = \frac{84}{107} \cdot 100 = 79.$$

Vgl. Onitiri, H. M. A., Recent Trends in Nigerian Balance of Payments, a. a. O., S. 5.

¹⁰ Singer, Hans W., Zahlungsbilanz, in: Entwicklungspolitik, Handbuch und Lexikon, a. a. O., Sp. 1691.

Tab. 40:

Die Entwicklung der Zahlungsbilanz Nigerias
in den Jahren 1958 bis 1964
Salden in Mill. N£

Gegenstand der Nachweisung	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
A. Leistungsbilanz							
1. Warenverkehr	— 33,9	— 18,1	— 55,4	— 53,5	— 33,6	— 14,6	— 39,2
2. Dienstleistungen	— 7,8	— 15,2	— 18,1	— 14,6	— 15,0	— 29,3	— 35,0
Ausfuhr- bzw. Einfuhrüberschuß	— 41,7	— 33,3	— 73,5	— 68,1	— 48,6	— 43,9	— 74,2
B. Übertragungen	+ 0,7	— 1,7	— 0,8	— 4,4	+ 6,6	— 2,7	+ 0,2
C. Kapitalbilanz							
1. Unternehmen und private Haushalte	+ 16,8	+ 24,0	+ 19,0	+ 23,0	+ 10,4	+ 36,5	+ 41,0
2. Staat und halbstaatliche Organisationen	+ 21,3	+ 7,5	+ 52,8	+ 24,4	+ 32,4	+ 26,9	+ 27,8
Überschuß	+ 38,1	+ 31,5	+ 71,8	+ 47,4	+ 42,8	+ 63,4	+ 68,8
D. Ungeklärte Beträge	+ 2,9	+ 3,5	+ 2,5	+ 25,1	— 0,8	— 16,8	+ 5,2

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle E VII.

tendenz waren das wachsende Defizit der Reiseverkehrs-bilanz, sowie der erhöhte Abfluß von Investitionseinkommen privater Unternehmen seit 1963 als Folge der zunehmenden Auslandsinvestitionen in Nigeria¹¹. Aus den beschriebenen Entwicklungstendenzen ergibt sich, daß die in der Leistungsbilanz zusammengefaßten Salden des Außenhandels und des Dienstleistungsverkehrs im Jahre 1959 mit 33,3 Mill. N£ den niedrigsten Wert aufwiesen und 1964 mit 74,2 Mill. N£ ihr Maximum erreichten.

Das Defizit der Leistungsbilanz wird zum Teil ausgeglichen durch private Kapitalimporte, die vor allem seit 1963 sprunghaft anstiegen und 1964 mit 41 Mill. N£ einen absoluten Höchstwert erreichten¹². Dabei handelte es sich in erster Linie um Direktinvestitionen ausländischer Firmen in ihre nigerianischen Tochterunternehmen, also um Kapitalimporte, die durch die hohen Gewinn- und Wachstumschancen in einigen Wirtschaftszweigen Nigerias angezogen wurden. Dieser Zustrom privater ausländischer

Investitionen ist eindeutig autonomer Natur, d. h. nicht der Zahlungsbilanzausgleich ist der unmittelbare Anlaß der Kapitalbewegungen, sondern die Ausnutzung einer echten Investitionschance in Nigeria. Für die Entwicklung der Zahlungsbilanz ist bemerkenswert, daß in Nigeria, im Gegensatz zu vielen Entwicklungsländern im Mittleren Osten und in Lateinamerika, der Zufluß privater ausländischer Investitionen den Abfluß von Investitionseinkommen im Untersuchungszeitraum 1958 bis 1964 weit überstieg. Das verbleibende Defizit wurde durch den Zustrom staatlicher und multilateraler Übertragungen, Hilfgelder und Krediten, hauptsächlich jedoch durch den Abfluß von Währungsreserven ausgeglichen¹³.

Im folgenden ist zu prüfen, in welchem Umfang die Erdölindustrie Nigerias die einzelnen Positionen der Zahlungsbilanz beeinflusst. Da die Central Bank of Nigeria keine detaillierten Daten über Güter-, Dienste- und Kapitaltransaktionen der einzelnen Rohölgesellschaften be-

¹¹ o. V., Private Foreign Investments in Nigeria, Research Department, Central Bank of Nigeria, Lagos, 2. nd April 1965, S. 2.

¹² Onitiri, H. M. A., Recent Changes in the Balance of Payments, Ibadan 1965, S. 1 ff. (unveröffentlichtes Manuskript).

¹³ o. V., Nigerias External Position 1964, Central Bank of Nigeria, Research Department, Lagos 1965 (unveröffentlichtes Manuskript).

kanntgibt, müssen aus den Angaben der Gesellschaften über ihre Einnahmen und Ausgaben, sowie aus den Veröffentlichungen in den Außenhandelsstatistiken Rückschlüsse auf Zahlungsbilanzvorgänge gezogen werden. Im Vordergrund der Untersuchung soll dabei die Frage stehen, inwieweit die Erdölindustrie zu einer Verbesserung der Leistungsbilanz, sei es durch eine Steigerung der Exporte oder durch Importsubstitutionen, beiträgt und welche Kapitalbewegungen der Aufbau und Betrieb dieses Wirtschaftszweiges verursacht.

2. Rohöl in der Leistungsbilanz

Eine Möglichkeit zur Beseitigung des nigerianischen Leistungsbilanzdefizits besteht in der Steigerung der Güterexporte. Wie in Abschnitt EI bereits ausgeführt, hat die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria die Rohölexporte seit 1958 stark forciert¹⁴. Neben dem exportsteigernden Effekt dieses neuen Wirtschaftszweiges ist jedoch zu berücksichtigen, daß zum Aufbau und zum Betrieb der Rohölindustrie Importe von Gütern und Dienstleistungen notwendig sind. Tabelle 41 stellt die Einnahmen der Shell-BP aus Rohölexporten ihren Ausgaben für Güter- und Dienstleistungsimporten gegenüber. Danach haben bis zum Jahre 1960 die Einfuhren der Shell-BP den Ausfuhrwert des Rohöls weit übertroffen. In der Explorations- und Aufbauphase hat die Rohölindustrie somit das Leistungsbilanzdefizit des Landes vergrößert. Seit 1961 übersteigen jedoch die Rohölexporte den Importbedarf der Shell-BP zunehmend. Diesem Außenhandelsüberschuß ist es zu verdanken, daß sich die Passivierungstendenz der Leistungsbilanz nicht noch gravierender auswirkte. Für die Jahre 1958 bis 1964 war der Wert der Rohölexporte der Shell-BP um ca. 12 Mill. N£ höher als ihr Einfuhrbedarf. Ziehen wir aber die Güter- und Dienstleistungsimporte der „newcomers“, die sich bis einschließlich 1964 auf etwa 17,5 Mill. N£ beliefen, mit in unsere Betrachtung ein, so ergibt sich das höchst bemerkenswerte Ergebnis, daß in der Vergangenheit die Importe aller Rohölgesellschaften den kumulativen Wert der Rohölexporte Nigerias

um ca. 5 Mill. N£ überstiegen. Der Aufbau der Rohölindustrie, der im Jahre 1937 begann, hat bis einschließlich 1964 zu keiner Verbesserung der nigerianischen Leistungsbilanz geführt. Der exportfördernde Effekt der Rohölgewinnung in Nigeria wurde von den zum Aufbau der Rohölindustrie notwendigen Importen der Erdölgesellschaften überkompensiert. Für die Zukunft ist jedoch mit einem strukturellen Wandel der Auswirkungen der Rohölindustrie auf die Leistungsbilanz zu rechnen. Wie bereits untersucht, ist bis zum Jahre 1970 zu erwarten, daß der Wert der Rohölexporte auf 177,5 bis 275 Mill. N£ ansteigt. Der Einfuhrbedarf aller Rohölgesellschaften an Gütern und Dienstleistungen dürfte sich dagegen langfristig auf ein Niveau von 30 Mill. N£ einpendeln. Dies bedeutet, daß sich in Zukunft der Überschuß der Rohölexporte gegenüber den Einfuhren der Erdölgesellschaften gewaltig erweitert.

Die zweite Möglichkeit zur Verminderung des nigerianischen Leistungsbilanzdefizits besteht in der Substitution der Einfuhren durch industrielle Eigenerzeugung. In der Vergangenheit haben die ständig anwachsenden Einfuhren von Mineralölfertigprodukten, die 1964 einen Wert von 19,3 Mill. N£ erreichten, die Handelsbilanz Nigerias empfindlich belastet. Aber bereits 1966 wird die Produktion der Alesse Eleme Raffinerie die Inlandsnachfrage nach Mineralölfertigprodukten weitgehend decken. Den sichtbaren Erfolg dieser Politik der Importsubstitution zeigt eine Schätzung der International Bank for Reconstruction and Development, derzufolge der Einfuhrbedarf Nigerias an Konsumgütern, Rohstoffen, Halbfabrikaten und Energieträgern im Zeitraum 1965 bis 1970 stagnieren wird.

Die gewaltige Steigerung der Rohölexporte, die in den nächsten Jahren den Umfang der durch die Anfangsinvestitionen der Rohölgesellschaften induzierten Importe weit übertrifft, sowie die Substitution eines Großteils der Einfuhren an Mineralölderivaten durch Eigenerzeugung befreit Nigeria in Zukunft, selbst unter der Annahme progressiv steigender Importe von Investitionsgütern, vor akuten Leistungsbilanzproblemen.

¹⁴ Die Steigerung der Rohölexporte war möglich, da in den westeuropäischen Industriestaaten, die Hauptabnehmer des nigerianischen Rohöls waren, trotz einer Einkommenselastizität der Nachfrage nach Energie die um 1 liegt, die Importnachfrage nach Rohöl, auf Grund der Substitution der Kohle durch Mineralöl und einer verstärkten Inanspruchnahme des ausländischen Erdölangebotes, erheblich schneller als der gesamte Energieverbrauch stieg.

Tab. 41:

Die Auswirkungen des Güter- und Diensteußenhandels der Shell-BP auf die Leistungsbilanz
in den Jahren 1958 bis 1964
in Mill. N£

Gegenstand der Nachweisung	vor 1958	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	Σ
Rohölexporte der Shell-BP	0	1,0	2,7	4,4	11,5	16,7	20,2	32,1	88,6
Güter- und Dienstimporte der Shell-BP ^a	16,0	9,6	11,6	9,1	6,7	3,6	7,4	12,3	76,3
Saldo des Außenhandels der Shell-BP	— 16,0	— 8,6	— 8,9	— 4,7	+ 4,8	+ 13,1	+ 12,8	+ 19,8	+ 12,3
Güter- und Dienstexporte Nigerias	—	151,9	179,8	180,5	191,4	189,0	208,9	235,5	—
Güter- und Dienstimporte Nigerias	—	193,6	213,1	254,0	259,5	237,6	252,8	309,7	—
Saldo der Leistungsbilanz	—	— 41,7	— 33,3	— 73,5	— 68,1	— 48,6	— 43,9	— 74,2	—

Zusammengestellt nach Tabelle E VI und Tabelle E VII.

^a Die Güter- und Dienstleistungsimporte der „newcomers“ betrugen bis einschließlich 1964 ca. 17,5 Mill. N£.

3. Rohöl in der Kapitalbilanz

Die Erfassung der von den Rohölgesellschaften durchgeführten Kapitaltransaktionen stößt auf Grund unzureichender Veröffentlichungen der Zentralbank Nigerias auf erhebliche Schwierigkeiten. Aus der Struktur der Ausgaben und Einnahmen der Rohölgesellschaften lassen sich jedoch Rückschlüsse auf Nettokapitalbewegungen ziehen. Dies ist allerdings nur möglich, da die Rohölgesellschaften zur Deckung ihrer Ausgaben den nigerianischen Kapitalmarkt nicht beanspruchen. Es ergibt sich somit die Notwendigkeit, die Ausgaben und Einnahmen der Erdölgesellschaften, die in Abhängigkeit zum Stand der Aufschlußarbeiten stehen, zu analysieren. Am Beispiel der Shell-BP soll zunächst die grundsätzliche Tendenz der Kapitalbewegungen aufgezeigt werden, die in modifizierter Form auch für die übrigen in Nigeria tätigen Rohölgesellschaften Gültigkeit besitzt.

Die Errichtung der Rohölindustrie durch die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria läßt sich in vier Phasen einteilen. In der Explorationsphase, die bis zum Ende des Jahres 1957 reichte, hatte die Shell-BP Ausga-

ben in Höhe von 25 Mill. N£, denen keine Einnahmen gegenüberstanden. Die Investitionen wurden ausschließlich durch Kapitalimporte gedeckt. In der Aufbauphase von 1958 bis 1961 lagen die Ausgaben der Shell-BP für Güter- und Dienstleistungsimporte, für Abgaben an den nigerianischen Staat, sowie zur Erfüllung sonstiger Zahlungsverpflichtungen in Nigeria erheblich über den Einnahmen aus Rohölexporten. Der Ausgleich dieses Ausgabenüberschusses erfolgte ebenfalls durch Kapitalimporte; es handelte sich dabei um Geldtransaktionen der Erdölkonzerne Shell Petroleum Company und British Petroleum Company an ihr gemeinsames nigerianisches Tochterunternehmen. In der dritten Phase der Konsolidierung, die sich von 1962 bis 1964 erstreckte, entsprachen die Einnahmen aus Rohölexporten und aus Geschäften in Nigeria, z. B. Einnahmen aus Erdgasverkäufen, in etwa den Gesamtausgaben der Gesellschaft. Die Kapitalbilanz Nigerias blieb in dieser Entwicklungsphase per Saldo von den Transaktionen der Shell-BP weitgehend unberührt. In der Expansionsphase ab 1965 wird der Einnahmenüberschuß mit zunehmender Wachstumsrate ansteigen¹⁵. Die International Bank for Recon-

¹⁵ Einer unveröffentlichten Schätzung der Shell-BP zufolge stehen bereits im Jahre 1965 Einnahmen der Gesellschaft in Höhe von ca. 60 Mill. N£ Ausgaben von nur etwa 45 Mill. N£ gegenüber.

struction and Development rechnet für das Jahr 1965 mit direkten Kapitalerträgen der Shell-BP von mindestens 12 Mill. N£, die im Jahre 1967 auf maximal 36 Mill. N£ anwachsen dürften. Die hohen Kapitalerträge in den nächsten Jahren sind die natürliche Folge der akkumulativen Privatinvestitionen während der letzten zwei Jahrzehnte. Es ist die Aufgabe der nigerianischen Bundesregierung durch marktkonforme wirtschaftspolitische Maßnahmen der Shell-BP einen Anreiz zu bieten, nur einen Teil der Kapitalerträge an die Muttergesellschaft zu transferieren und einen möglichst großen Anteil in Nigeria zu reinvestieren¹⁶.

Alle übrigen Rohölgesellschaften Nigerias befanden sich bis zum Jahre 1964 in der Explorationsphase. Die Gesamtausgaben der „newcomers“ in Höhe von ca. 40 Mill. N£, die sich vornehmlich auf die Jahre 1962 bis 1964 konzentrierten, wurden durch Kapitalimporte gedeckt. Die Struktur der Kapitalbewegungen dieser Gesellschaften in der Zukunft wird, vergleichbar mit der Entwicklung der Kapital-

transaktionen der Shell-BP, vom jeweiligen Stand der Aufschlußarbeiten abhängen.

Aus den bisherigen Ausführungen tritt klar zutage, daß bei der Beurteilung der Einflüsse der Rohölindustrie auf die nigerianische Zahlungsbilanz nicht nur der exportsteigernde Effekt des Rohöls sowie die Substitution der Mineralöl-derivateimporte durch die Rohölverarbeitung in Nigeria isoliert betrachtet werden dürfen, wie dies vielfach in den Veröffentlichungen der Erdölgesellschaften und der Regierung geschieht. Die Sekundäreffekte in Form von Güter- und Dienstleistungsimporten, sowie die Verwendung der Kapitalerträge der Rohölgesellschaften in der Zukunft haben ebenfalls einschneidende Zahlungsbilanzeffekte¹⁷. Politische Stabilität vorausgesetzt läßt sich festhalten, daß Nigeria eines der wenigen Länder Schwarzafrikas ist, das, bei vernünftiger Wirtschaftspolitik der Bundesregierung in Lagos, seine Zahlungsbilanzprobleme aus eigener Kraft überwinden kann.

II. AUSWIRKUNGEN DES ERDÖLS AUF DIE STAATSFINANZEN

a) DIE ABGABEN DER MINERALÖLINDUSTRIE AN DIE NIGERIANISCHE REGIERUNG

1. Die einzelnen Abgabearten in ihrer Höhe und Entwicklung

Auf Grund der Konzessionsverträge und der Petroleum Profits Tax Ordinance sind die Rohölgesellschaften zu einer Reihe vertraglich und gesetzlich eindeutig festgelegter Zahlungen verpflichtet. Vom Beginn der Rohölsuche in Nigeria im Jahre 1937 bis zum Jahre 1964/65 haben die Rohölgesellschaften insgesamt Abgaben in Höhe von kumulativ 33,1 Mill. N£ an den nigerianischen Staat entrichtet; davon entfielen 12,4 Mill. N£ auf Pachtgebühren, 8,9 Mill. N£ auf Förderzinsen, 11,5 Mill. N£ auf Prämien und 0,25 Mill. N£ auf Körperschaftsteuern.

Wie die unterschiedliche Aktivität der einzelnen Gesellschaften nicht anders erwarten läßt, hatte die Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria in der Vergangenheit allein ca. 67% der gesamten Zahlungen an den Staat geleistet.

Die zeitliche Differenzierung der einzelnen Abgabearten, wie sie in Abb. 25 erfolgt, zeigt stark divergierende Entwicklungstendenzen.

Die Pachtgebühren der Rohölgesellschaften waren bis zum Jahre 1958/59 bedeutungslos; in den folgenden Jahren stiegen sie kontinuierlich an und erreichten 1964/65 einen Wert von annähernd 3,9 Mill. N£. Die Ursache für diese Entwicklung liegt in der Abfassung der Kon-

¹⁶ Zugeständnisse der Bundesregierung an die Erdölgesellschaften bei den Verhandlungen über eine Änderung der bestehenden Rohölgesetzgebung wären das wirksamste Mittel, diese zu Investitionen z. B. in der petrochemischen Industrie oder zum Bau einer Erdgasverflüssigungsanlage in Bonny anzuregen.

¹⁷ Es sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, daß Exporte von landwirtschaftlichen Rohstoffen, wie Erdnüssen, Palmkernen oder Kakao, im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Zahlungsbilanz sich grundlegend von den Rohölexporten unterscheiden.



Abb. 25: Die Abgaben der Rohölgesellschaften an den nigerianischen Staat in den Jahren 1957/58 bis 1964/65 in Mill. N£

Zusammengestellt nach Tabelle E VIII.

zessionsgesetzgebung und in der Konzessionspolitik der Erdölgesellschaften begründet. Wie in Abschnitt C bereits eingehend analysiert, sind die Gebühren für Explorationskonzessionen mit 50 N£ je Lizenzgebiet und für Prospektionskonzessionen mit 2 s je Quadratmeile Lizenzfläche sehr niedrig. Erheblich höher sind dagegen die Pachtgebühren für Bergbaurechte, die dynamisch von 2 s 6 d je Morgen Landes im ersten Konzessionsjahr auf 10 s je Morgen Lizenzfläche im sechsten und den folgenden Jahren ansteigen. Erst als Shell-BP am 1. 1. 1960 und am 1. 1. 1962 ihre Prospektionskonzessionen zum Teil in Bergbaurechte umwandelte, trat eine spürbare Erhöhung der Staatseinnahmen aus Pachtgebühren ein. In den nächsten Jahren ist mit einer stetigen Erhöhung der Staatseinnahmen aus Pachtgebühren, entsprechend der Entwicklung in der Vergangenheit, zu rechnen, da bis 1967 der größte Teil der bestehenden Prospektionskonzessionen auf dem

Festland und auf dem Kontinentalschelf, gemäß den gesetzlich festgelegten Laufzeiten der Konzessionen, in Bergbaurechte umgewandelt werden muß. Da für Bergbaurechte die Pachtgebühren je Morgen Lizenzfläche sechs Jahre lang ansteigen, um dann konstant auf einer Höhe von 10 s je Morgen zu verharren, flacht ab 1973 die Kurve der staatlichen Erträge aus Pachtgebühren ab, d. h. es tritt eine Verminderung der Zuwachsrate dieser Abgabenart ein. Sobald die Erdölgesellschaften die Rohölförderung aufnehmen, sind sie neben den Pachtgebühren noch zur Zahlung von „Royalties“, d. h. von Förderzinsen verpflichtet. In den Jahren 1957/58 und 1958/59 lag die jährliche Rohölförderung unter 500 000 t; die Förderzinsen je 1 000 Barrels gefördertem Rohöl betrugen in diesem Zeitraum durchschnittlich 28 N£, was einem Wert von ca. 4 s je gewonnener Tonne Rohöl entspricht. Seit 1959/60 stieg die jährliche Rohölförderung

erheblich über 500 000 t, so daß die Royalties entsprechend dem Wert des Rohöls an der Bohrstelle zu bestimmen waren. Die Förderzinsen schwankten, wie Tab. 42 zeigt, in den folgenden Jahren zwischen 44,5 und 70,6 N£ je 1000 bbl. Rohöl. Der Ertragsanteil der Regierung erhöhte sich somit auf einen Wert, der zwischen 6 s 6 d und 10 s 6 d je Tonne pendelte.

Trotz der relativ starken Unterschiede der zu entrichtenden Förderzinsen je Einheit gefördertem Rohöl stehen die Einnahmen des Staates aus Royalties in enger positiver Korrelation zum Umfang der Rohölgewinnung. Die in Abb. 25 eingezeichneten Abgaben für Förderzinsen an die nigerianische Regierung stiegen seit 1957/58 stetig an und erreichten 1964/65 einen Wert von 3,3 Mill. N£. Die Fortsetzung dieses Kurvenverlaufs hängt im wesentlichen vom Ausmaß und von der räumlichen Verteilung der künftigen Rohölförderung ab.

Die von den Rohölgesellschaften zu zahlende Körperschaftsteuer spielte in der Vergangenheit als Einnahmequelle der Regierung keine Rolle. Von allen in Nigeria tätigen Rohölgesellschaften hatten bis Ende 1964 überhaupt nur die Shell-BP Erträge erzielt. Die in nachfolgender graphischen Darstellung erfolgende Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse dieser Gesellschaft zeigt, daß bis zum Jahre 1964 die Gesamterlöskurve unter der Gesamtkostenkurve verläuft. Nach Schätzung der Shell-BP dürften sich 1966 die Gesamterlöse und die Gesamtkosten decken. Der Schnittpunkt beider Kur-

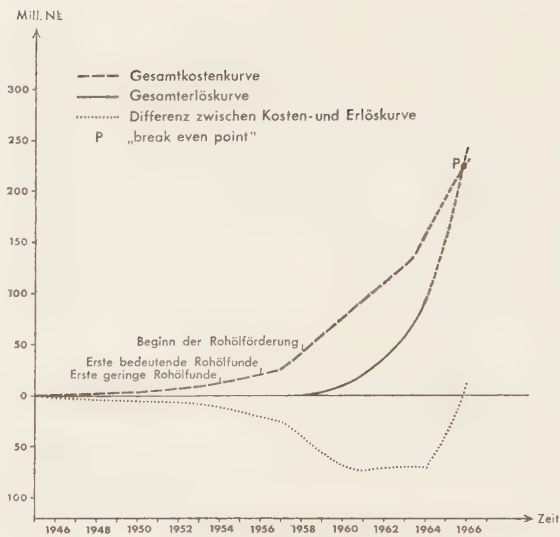


Abb. 26: Die Ermittlung des „break even points“ der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria

Methodisch wurde diese Darstellung von Robinson, M. S., Nigerian Oil: Prospects and Perspectives, a. a. O., S. 226, übernommen. Die verwendeten Werte basieren auf persönlichen Mitteilungen der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria vom März 1965.

ven P, bei dem also die Gesamtkosten und Erlöse gleich groß sind, wird in der Literatur als „Nutzwachse“, „toter Punkt“ oder „break even point“ bezeichnet¹⁸. Bei der Betrachtung der Gesamtaktivität der Shell-BP seit dem Beginn der Rohölsuche im Jahre 1937, tritt die Gesellschaft somit erst im Jahr 1966 in die „Ge-

Tab. 42:

Die Abhängigkeit der Förderzinsen vom Rohölgewinnungsvolumen
in den Jahren 1957/58 bis 1964/65
in N£ je 1000 Barrels Rohöl

Jahr	1957/58	1958/59	1959/60	1960/61	1961/62	1962/63	1963/64	1964/65
Rohölförderung in 1000 bbl	231,9	2 258,7	4 991,2	6 642,5	20 935,2	25 042,4	29 590,5	54 981,0
Förderzinsen in 1000 N£	5,0	65,0	222,1	337,7	1 185,7	1 768,2	1 997,5	3 345,6
Förderzinsen in N£ je 1000 bbl	21,6	28,8	44,5	50,8	56,6	70,6	67,5	60,9

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle A IX und E VIII.

¹⁸ Vgl. Heinen, Edmund, Betriebswirtschaftliche Kostenlehre, Bd. I. Grundlagen, Wiesbaden 1959, S. 220 f.

winnzone“ ein. Daß sie trotzdem bereits 1964 0,25 Mill. N£ Körperschaftsteuern an den Staat abführte, liegt in dem gesetzlich verankerten Gewinnermittlungs- und Gewinnverteilungsverfahren begründet. Nach 1966/67 wird die Körperschaftsteuer auf die ausgewiesenen Gewinne der Shell-BP zu einem zunehmend wichtigen Einnahmefaktor des nigerianischen Staates anwachsen.

Zwischen den soeben behandelten Abgabearten und den Prämien besteht ein grundlegender Unterschied. Während die Pachtgebühren, Förderzinsen und Gewinnsteuern langfristig die Aktivität und den Erfolg der jeweiligen Rohölgesellschaft widerspiegeln, sind die Prämien in der Regel bereits vor Beginn der Explorationstätigkeit zu entrichten. Auf Grund der umfangreichen Erdölfunde der Shell-BP Ende der fünfziger Jahre war die nigerianische Regierung in der Lage, die Vergabe neuer Prospektionskonzessionen auf dem Festland und auf dem Kontinentalschelf von einmaligen Prämienzahlungen abhängig zu machen. Wie aus Tabelle E VIII hervorgeht, waren vor allem die „newcomers“ gewillt, für die Zuteilung von Prospektionskonzessionen in erdöhlöffigen Gebieten Südnigerias außergewöhnlich hohe Prämien zu entrichten; in den Jahren 1961/62 und 1962/63 überstiegen die Staatseinnahmen aus Prämien alle übrigen Abgaben der Rohölgesellschaften erheblich. Während Pachtgebühren, Förderzinsen und Körperschaftsteuern kontinuierlich, entsprechend dem Entwicklungsstand der Rohölerschließung, anwachsen, handelt es sich bei den Prämien um einmalige Sonderausgaben, die in Zukunft an Bedeutung verlieren, da für die Rohölgesellschaften bei der Umwandlung der Prospektionskonzessionen in Bergbaurechte, gemäß den Bestimmungen der Konzessionsverträge, keine Verpflichtung zu erneuten Prämienzahlungen besteht.

Alle bisher behandelten Abgaben hatten die Rohölgesellschaften an die nigerianische Bundesregierung abzuführen. Es sei in diesem Zusammenhang jedoch nochmals darauf hingewiesen, daß die Gesellschaften für jede Tonne exportierten Rohöls 3 s 4 d und für jede Netto-registertonne eines Tankers, der einen nigerianischen Rohölhafen anläuft, zusätzlich 1 s 8 d an die Nigerian Ports Authority zu zahlen haben. Insgesamt beliefen sich diese Hafengebühren bis zum Jahre 1964/65 auf etwa 4 Mill. N£.

2. Die internationale und nationale Bedeutung der Rohöleinnahmen

Verglichen mit den Erdöleinnahmen der wichtigsten rohölfördernden Entwicklungsländer Kuwait, Saudi-Arabien, Iran, Irak, Venezuela und Libyen sind die Rohöleinkünfte der Regierung Nigerias unbedeutend. Neben der geringen absoluten Höhe der Abgaben der nigerianischen Rohölgesellschaften fallen in Tabelle 43 besonders die Unterschiede in der zeitlichen Entwicklung der staatlichen Einnahmen in den untersuchten Ländern ins Auge. Die Rohöleinkünfte Libyens haben sich im Zeitraum 1961 bis 1965 von 1,1 Mill. £ auf über 150 Mill. £ explosionsartig ausgeweitet, die der Länder des Nahen Ostens und Venezuelas erhöhten sich in der Vergangenheit kontinuierlich, wenn auch mit geringeren Zuwachsraten als in Libyen. Im Gegensatz dazu trat bei den Rohöleinnahmen der Regierung Nigerias nach anfänglich expansiver Entwicklung zwischen 1961 und 1964 eine Stagnation auf einem Niveau von durchschnittlich 8 Mill. N£ pro Jahr ein. Als Hauptgründe für diese divergierenden Entwicklungstendenzen seien die verschiedenen Erdölfördervolumen der einzelnen Länder, aber auch entscheidende Unterschiede in der Rohölgesetzgebung angeführt. Den sichtbaren Beweis für die Benachteiligung der nigerianischen Regierung durch die bestehende Rohölgesetzgebung liefert der internationale Vergleich der staatlichen Rohöleinkünfte, die in Tab. 44 in engl. £ je 1000 Barrels Erdölförderung berechnet werden. Der Abgabesatz je 1000 bbl. beträgt in Nigeria im Durchschnitt der Jahre 1957 bis 1964 nur 230 N£, in den übrigen untersuchten Ländern schwankt er jedoch zwischen 270 und 340 £. Somit liegen die durchschnittlichen Abgaben je Barrel in Nigeria weit unter der international üblichen Norm. Dabei fällt auf, daß die Abgaben je geförderter Rohöleinheit während der Jahre 1958—1964 in Nigeria, im Gegensatz zur Entwicklung in den übrigen Ländern, sehr starken Schwankungen unterworfen sind. Der Grund für die außergewöhnlich hohen Abgabensätze in den Jahren 1959, 1961 und 1962 ist in den Prämienzahlungen der „newcomers“ zu suchen, die diese Abgaben zu leisten hatten, obwohl sie bis Anfang 1965 kein Erdöl förderten. Ein Vergleich der Erdölgewinnung der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria, der einzigen Fördergesellschaft des Landes, mit den gesetzlich

Tab. 43:

Die staatlichen Rohöleinkünfte
in den Ländern Kuwait, Saudi-Arabien, Iran, Irak, Venezuela, Libyen und Nigeria
in den Jahren 1956 bis 1965
in Mill. £

Jahr	Kuwait	Saudi-Arabien	Iran	Irak	Venezuela	Libyen	Nigeria
1956	110,7	107,1	54,6	68,9	263,6	—	—
1957	120,7	115,4	76,1	48,9	345,7	—	n ^a
1958	151,8	110,7	88,2	80,0	354,6	—	0,1
1959	144,6	112,5	93,9	86,8	330,7	—	1,7
1960	166,1	126,8	101,8	95,0	313,2	—	1,2
1961	165,7	141,4	107,5	95,0	335,0	1,1	8,5
1962	187,9	159,3	119,3	95,4	382,5	13,9	8,5
1963	198,2	174,6	142,1	110,0	395,0	38,9	5,0
1964	222,9	197,1	169,3	126,1	400,7	70,4	8,1
1965	227,1	228,2	190,0	131,4	402,9	150,7	14,6

Zusammengestellt und berechnet nach:

o. V., Die Erdöleinkünfte der Förderstaaten, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 9, September 1966, S. 326 f.

Tabelle E VIII.

^a n bedeutet weniger als 0,1 Einheiten.

festgelegten Rohölabgaben dieser Gesellschaft, ergibt eine durchschnittliche Abgabenleistung je 1000 Barrels geförderten Rohöl von 150 N£. Die Prämienzahlungen der „newcomers“ haben in der Vergangenheit also die für die nigerianische Regierung negativen Auswirkungen der bestehenden Rohölgesetzgebung abgeschwächt. Da in Zukunft jedoch die Prämien als staatliche Einnahmequelle, wie bereits ausgeführt, entscheidend an Bedeutung verlieren werden, ist eine Anpassung des nigerianischen Erdölrechts an international gebräuchliche Normen von höchster Dringlichkeit.

Bezogen auf die Gesamteinnahmen der nigerianischen Regierung hatten die Abgaben der Rohölgesellschaften in der Vergangenheit nur eine relativ geringe Bedeutung. Der Anteil der Rohöleinnahmen an den gesamten laufenden Staatseinnahmen der Bundesregierung stieg zwar, wie Tab. 45 zeigt, von 0,1% im Jahre 1959 auf 7,6% im Jahre 1961 an, in den folgenden Jahren wies er jedoch wieder eine rückläufige Tendenz auf. Die staatlichen Erträge aus der Aktivität der Rohölgesellschaften lagen somit erheblich unter den Zolleinnahmen aus Mineralölderivatimporten, deren Anteil an den laufenden Staatseinkünften im Zeitraum 1958 bis 1964 von 4,5% stetig auf 12,7% anwuchs.

In Zukunft tritt ein grundlegender Wandel in der Zusammensetzung der staatlichen Erdöleinnahmen ein. Durch die fast vollständige Deckung des Mineralbedarfs Nigerias durch die Alesse Eleme Raffinerie entfallen ab 1966 weitgehend die Erträge aus Importzöllen für Erdöl-derivate. Der Umfang der Staatseinnahmen wird dadurch nicht vermindert, da an die Stelle der Zölle in gleicher Höhe Verbrauchssteuern treten. Die künftige Höhe der Einnahmen der Regierung aus der Rohölgewinnung hängt in entscheidendem Maß von der Entwicklung des Fördervolumens und den Bestimmungen der Rohölgesetzgebung ab. Bei der gegenwärtig gültigen Rohölgesetzgebung Nigerias dürften die Abgabensätze je 1000 Barrels geförderten Erdöls nicht über den in der Vergangenheit realisierten Wert von durchschnittlich 230 N£ ansteigen, da bis zum Jahre 1970 der einkommensteigernde Effekt der Zunahme der Körperschaftsteuern durch die Verminderung der Prämienzahlungen weitgehend kompensiert wird. Unter Zugrundelegung dieses Richtsatzes betragen die Staatseinnahmen im Jahre 1970, bei einer geschätzten Mindestförderung von 35 Mill. t (ca. 260 Mill. Barrels) etwa 60 Mill. N£, bei einer Maximalförderung von 55 Mill. t (407 Mill. Barrels) ca. 94 Mill. N£. Im Jahre

Tab. 44:

Die staatlichen Rohöleinkünfte
in den Ländern Kuwait, Saudi-Arabien, Iran, Irak, Venezuela, Libyen und Nigeria
in den Jahren 1956 bis 1965
in eng. £ je 1000 Barrels

Jahr	Kuwait	Saudi-Arabien	Iran	Irak	Venezuela	Libyen	Nigeria	
							Insgesamt	nur Shell-BP
1956	273,2	296,1	301,1	319,6	311,4	—	—	—
1957	284,3	315,0	310,0	332,5	367,9	—	61,2	61,2
1958	291,8	291,8	317,9	317,5	398,6	—	35,0	35,0
1959	277,9	270,7	298,6	294,3	351,4	—	334,1	179,8
1960	272,9	267,9	286,1	280,7	318,6	—	183,8	182,3
1961	265,7	266,4	270,7	273,2	331,8	223,9	407,6	232,9
1962	267,1	270,7	266,1	273,9	347,1	231,1	338,1	162,2
1963	264,3	273,9	284,6	273,2	352,1	232,1	169,6	163,5
1964	267,1	288,2	291,8	286,1	340,7	224,6	147,2	114,9
1965	267,1	287,5	295,4	286,4	339,3	340,0	129,8	

Zusammengestellt und berechnet nach:

o. V., Die Erdöleinkünfte der Förderstaaten, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 326 f.

Tabelle E VIII und E IX.

Tab. 45:

Der Anteil der Erdöleinkünfte an den gesamten laufenden Staatseinnahmen der Bundesregierung Nigerias
in den Jahren 1957 bis 1964
in Mill. N£

Jahr	Laufende Staats-einnahmen	Laufende Rohöleinkünfte		Einfuhrzölle für Mineralöl-fertigprodukte	
	1.000 N£	1.000 N£	% der Staats-einnahmen	1.000 N£	% der Staats-einnahmen
1957	70 567	14,2	n *	3 144	4,5
1958	70 945	79,1	0,1	3 681	5,2
1959	77 316	1 667,6	2,2	6 616	8,6
1960	88 824	1 211,0	1,4	7 939	8,9
1961	111 850	8 534,5	7,6	9 807	8,8
1962	114 481	8 467,4	7,4	11 608	10,1
1963	115 281	5 018,2	4,4	12 885	11,2
1964	121 333	8 091,6	6,7	15 423	12,7

Zusammengestellt und berechnet nach:

Annual Abstract of Statistics 1964, a. a. O., S. 115.

Tabelle D XIII 1 bis 9.

Tabelle E VIII.

* n bedeutet weniger als 0,1%.

1970 werden somit nicht weniger als $\frac{1}{4}$ bis $\frac{1}{3}$ der gesamten Einnahmen des Bundesstaates auf Abgaben der Rohölgesellschaften entfallen. Es ist in Zukunft von entscheidender Bedeutung, diese von der Mineralindustrie zufließenden umfangreichen Mittel im Land so zu inve-

stieren, daß die Ursachen der Unterentwicklung beseitigt werden. Vordringlich sollten die staatlichen Einnahmen zur Verbesserung der Infrastruktur, zur Produktionssteigerung der Landwirtschaft sowie zur Beschleunigung des Industrialisierungsprozesses verwendet werden¹⁹.

b) DIE REGIONALE DISTRIBUTION DER EINNAHMEN AUS DER MINERALÖLINDUSTRIE

1. Die regionale Distribution der Einnahmen aus der Rohölgewinnung

Bergbaugesellschaften, die nigerianische Bodenschätze erschließen, sind zur Zahlung von Pachtgebühren, Förderzinsen, Ertragsteuern und teilweise von Prämien verpflichtet. Welche Gebietskörperschaften die Abgaben erheben, sowie Art und Umfang der regionalen Verteilung dieser staatlichen Erträge wird auf Grund der Empfehlung aperiodisch eingesetzter Finanzkommissionen vom nigerianischen Parlament festgelegt.

Die Finanzkommission des Jahres 1953 unter der Leitung von A. L. Chick stellte den gesamten Bergbau eindeutig unter Bundeskompetenz²⁰. Die Abgaben der Bergbaugesellschaften erhob ausschließlich die Bundesregierung, die dann die Erträge aus Pachtgebühren und Förderzinsen in Form des vertikalen Finanzausgleichs an diejenige Region weiterleitete, in der die Bodenschätze erschlossen wurden. Zum damaligen Zeitpunkt betraf diese Regelung vornehmlich die Zinn- und Columbitförderung in der Nord-Region.

In den Jahren 1957/58 arbeitete eine Finanzkommission unter Leitung von Jeremy Raisman neue Richtlinien über den bundesstaatlichen Finanzausgleich aus²¹. Danach behielt die Bundesregierung die ausschließliche Hoheitsgewalt über Bergbau und Bodenschätze. Förderzinsen, Pachtgebühren und Gewinnsteuern der Bergbaugesellschaften erhob weiterhin der Bund.

Die Raisman-Kommission wies dem Bund das gesamte Aufkommen der Einkommens- und Körperschaftsteuer der Bergbaugesellschaften zu, während die regionale Verteilung der Erträge aus Förderzinsen und Pachtgebühren wegen der zu erwartenden hohen Abgaben der Rohölgesellschaften eine Neuregelung erfährt. Die Empfehlung der Kommission findet ihren Niederschlag in § 140 der Verfassung der Bundesrepublik Nigeria. Von dem gesamten Aufkommen der Bergbauförderzinsen und Pachtgebühren, hierzu zählen expressis verbis auch die Royalties und Pachtgebühren der Rohölgesellschaften, erhält der Bund 20 % und die Region in der die Bodenschätze gefördert bzw. die Konzessionsgebiete verpachtet werden 50 %; die verbleibenden 30 % werden einem „Distributable Pool“ zugewiesen²². Diesem gewählten Verteilungsverfahren liegt die Konzeption zugrunde, daß die Region in der Bodenschätze erschlossen werden, einen erheblichen Anteil des Aufkommens der Förderzinsen und Pachtgebühren erhält, daß andererseits aber auch die Bundesregierung und daß im Interesse einer möglichst ausgeglichenen Entwicklung der einzelnen Landesteile, jede Region über den „Distributable Pool“ an den staatlichen Erträgen aus der Erschließung der Bodenschätze des Landes partizipieren sollen²³. Die monetären Mittel des „Distributable Pools“ werden an alle vier Regionen Nigerias verteilt. Zur Ermittlung des Anteils der einzelnen Regionen an diesem Fonds dienten Raisman als grundsätzliche Bestimmungskriterien: erstens die Forderung nach einer ge-

¹⁹ Vgl. Schätzl, Ludwig, Schwarzafrika als Entwicklungsgebiet, in: Aus Politik und Zeitgeschehen, Heft 2, 1. Jg., Aug./Sept. 1964, S. 29.

²⁰ Report of Fiscal Commissioner on Financial Effects of Proposed New Constitutional Arrangements, by A. L. Chick, Government Printer, Nigeria 1953, § 51, S. 14.

²¹ Report of the Fiscal Commission, by Jeremy Raisman, London 24 th June 1958.

²² The Constitution of the Federal Republic of Nigeria, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1963, § 140, S. 65.

²³ Report of the Fiscal Commission, by Jeremy Raisman, a. a. O., § 112, S. 24 f.

sicherten kontinuierlichen Durchführung der den Regionen obliegenden Aufgaben; zweitens die Gewährleistung eines Minimums an politischer und administrativer Verantwortung für die einzelnen Länderregierungen; drittens die regionale Bevölkerungsverteilung als ein Indikator für den Finanzbedarf der Länder und schließlich viertens der Wunsch nach einer möglichst ausgewogenen Entwicklung der einzelnen Landesteile²⁴. Auf Grund dieser Zielsetzungen wurde der Fonds gemäß § 141 der Verfassung wie folgt verteilt: Nord-Region 40 %, Ost-Region 31 %, West-Region 18 % und Mittelwest-Region 6 %²⁵.

Die Empfehlungen der Raisman-Kommission den Rohölsektor betreffend, stützten sich auf unzureichende Kenntnisse über den Umfang der Reserven, über die Intensität der Explorations-tätigkeit der internationalen Rohölgesellschaften und über die zu erwartende Entwicklung der Förderung; dadurch ergab sich zwangsläufig ein großer Unsicherheitsspielraum in der Vorausschätzung der Höhe und Zusammensetzung künftiger staatlicher Rohölerträge. Aus diesem Grund ist in § 172 des Raisman-Finanzberichts und in § 164 der nigerianischen Verfassung eine Revisionsklausel eingebaut, die vorschreibt, daß innerhalb von drei bis fünf Jahren eine neu einzusetzende Finanzkommission die Verteilung der Bergbauförderzinsen und der Pachtgebühren, sowie die Größe, Zusammensetzung und Verteilung des „Distributable Pools“ unter Berücksichtigung der gesamten Einnahmesituation der Gebietskörperschaften überprüfen soll. Die daraufhin im Juni 1964 eingesetzte Fiscal Review Commission unter Leitung von K. J. Binns sah sich mit schwer lösbaren Problemen konfrontiert. Angesichts der zunehmenden Bedeutung der Rohöleinnahmen forderten alle Regionen eine Neuregelung des vertikalen Finanzausgleichs, mit dem Ziel, ihren individuellen Anteil an den Erträgen zu verbessern. Dazu besteht in Nigeria in höchstem Maß Uneinigkeit über die Aufteilung der innenpolitischen Zuständigkeiten zwischen Bund und Ländern. Aber gerade die politische Entscheidung über den Umfang der Zentralisierung

oder Dezentralisierung staatlicher Aufgabenkompetenzen mußte Richtschnur sein zur Regelung der finanziellen Beziehungen zwischen Bund und Ländern, da Aufgaben- und Einnahmenverteilung aufeinander abgestimmt sein müssen. Angesichts der politischen Unsicherheit in Nigeria kam der National Economic Council auf Empfehlung der Fiscal Review Commission im August 1965 zum Ergebnis, die von Raisman festgelegte Verteilung der staatlichen Erträge aus Bergbauroyalties und Pachtgebühren im wesentlichen beizubehalten. Die Region, in der das Rohöl erschlossen wird, erhält weiterhin 50 % dieser Einnahmen, der Bund jedoch nur noch 15 %, so daß 35 % in den „Distributable Pool“ fließen. Auch die Verteilung dieses Fonds erfährt eine geringfügige Änderung; entsprechend den Vorschlägen von K. J. Binns entfallen auf die Nord-Region 42 %, die Ost-Region 30 %, die West-Region 20 % und die Mittelwest-Region 8 %²⁶. Aus den beschriebenen Verteilungsverfahren läßt sich insgesamt der Anteil der einzelnen Gebietskörperschaften an den Staatseinnahmen aus Bergbauförderzinsen und Pachtgebühren errechnen.

Dieser Verteilungsschlüssel garantiert der Ost- und Mittelwest-Region einen hohen Anteil am Aufkommen der Royalties und Pachtgebühren. Denn alle Erdölförderfelder liegen in diesen Bundesländern und aus der Konzessionskarte (Abb. 2) ist zu ersehen, daß die meisten Rohölkonzessionsgebiete, vor allem die ertragstarken Bergbaulizenzen, sich in der Ost- und Mittelwest-Region befinden. Weiterhin ziehen diese beiden Regionen in Zukunft einen bedeutenden Nutzen aus § 140 Abs. 6 der nigerianischen Verfassung, der besagt, daß der einer Region vorgelagerte Kontinentalschelf als Teil der Region zu behandeln ist, obwohl die Raisman-Finanzkommission empfahl, den Schelf zum Bundesterritorium zu zählen. Wie bereits untersucht, gelang es den Erdölgesellschaften in den Küstengewässern umfangreiche Erdöllager nachzuweisen. Dagegen besitzen die Nord-Region, die West-Region und die Bundes-Region Lagos keine Förderfelder und nur in geringem Umfang Lizenzgebiete. Die Nord- und West-

²⁴ Report of the Fiscal Commission, by Jeremy Raisman, a. a. O., § 136, S. 31 f.

²⁵ The Constitution of the Federal Republic of Nigeria, a. a. O., § 141, S. 66.

o. V., Financing the Federation: 1, in: West Africa, No. 2515, 14 th August 1965, S. 899.

o. V., Report to the Fiscal Commission, in: Nigerian Trade Journal, Vol. 6, No. 4, October/December 1958, Lagos, S. 126 f.

²⁶ o. V., Money no Problem, in: West Africa, No. 2525, 23 rd October 1965, S. 1183.

Tab. 46:

Der Anteil der einzelnen Regionen am Aufkommen der Bergbauförderzinsen und Pachtgebühren

Stand: August 1965

in %

	Ost- Region	Mittel- west- Region	Nord- Region	West- Region	Bundes- Region
I. Die Region ist Förder- bzw. Konzessions- gebiet	60,5	52,8	64,7	57,0	65,0
II. Die Region ist kein Förder- bzw. Konzessions- gebiet	10,5	2,8	14,7	7,0	15,0

Region partizipieren fast ausschließlich über dem in der nigerianischen Verfassung verankerten Distributionsverfahren am Aufkommen der Royalties und Pachtgebühren. Es wäre vermutlich im Interesse einer ausgeglichenen Entwicklung der einzelnen Landesteile gelegen, diesen beiden Regionen einen höheren Anteil am „Distributable Pool“ zu gewähren. Erheblich günstiger hingegen ist die Situation für den Bund, da er neben dem von 20 % auf 15 % reduzierten Anteil am Aufkommen der Pachtgebühren und Förderzinsen die gesamte Körperschaftsteuer erhält, die, wie ausgeführt, in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird.

2. Die regionale Distribution der Einnahmen aus Mineralölzöllen und -verbrauchssteuern

Die regionale Verteilung des Aufkommens der Importzölle für Mineralölfertigprodukte wurde in der Vergangenheit einheitlich geregelt. Die einzelnen Finanzkommissionen kamen gleichlautend zu dem Ergebnis, daß diese staatlichen Erträge der Bund erhebt, und im Verhältnis des

tatsächlichen Verbrauchs an die Regionen des Landes verteilt²⁷. Die Finanzkommission unter Leitung von Sir Sydney Phillipson und J. R. Hicks empfahl im Jahre 1950 eine Distribution der Zollerträge für Mineralölderivate im Verhältnis: Nord-Region 25 %, West-Region 55 %, Ost-Region 20 %. Nach dem im Abschnitt D III ermittelten regionalen Verbrauch von Benzin, Kraftfahrzeug-Dieselmotortreibstoff und Kerosin mußte dagegen im Jahr 1964 nachfolgender Distributionsschlüssel angewendet werden: Nord-Region 23 %, Ost-Region 20 %, West-Region 40 %, Mittelwest-Region 7 % und Bundes-Region Lagos 10 %. Seit Herbst 1965 deckt der Output der Alese Eleme Raffinerie fast den gesamten Bedarf des Landes an Mineralölfertigprodukten. An die Stelle der Importzölle für Erdölderivate traten seither Mineralölverbrauchssteuern. Die Fiscal Review Commission regte 1965 an, auch die Erträge dieser Verbrauchssteuern im Verhältnis des tatsächlichen Verbrauchs an die einzelnen Regionen zu verteilen, um den Ländern eine ihrer wichtigsten Einnahmequellen zu erhalten.

²⁷ Vgl. Report of the Commission on Revenue Allocation, by Sir Sydney Phillipson, J. R. Hicks, Government Printer, Lagos 1951, S. 88 ff.

Report of Fiscal Commissioner on Financial Effects of Proposed New Constitutional Arrangements, by A. L. Chick, a. a. O., § 41, S. 11.

Report of the Fiscal Commission, by Jeremy Raisman, a. a. O., § 47-64, S. 12 ff.

The Constitution of the Federal Republic of Nigeria, a. a. O., § 137 (1), S. 63.

III. DIE STELLUNG DES ERDÖLS IM INDUSTRIALISIERUNGSPROZESS NIGERIAS

a) DER STAND DER INDUSTRIALISIERUNG NIGERIAS

Der Begriff Industrialisierung soll in der vorliegenden Arbeit einen „langfristigen, relativen wirtschaftlichen Wachstumsprozeß“ kennzeichnen, bei dem die Wirtschaftsbereiche Bergbau, Energieerzeugung und verarbeitende Industrie in ihrer relativen Bedeutung für die Erstellung des Sozialprodukts einer Volkswirtschaft zunehmen²⁸. Eine Analyse der Wirtschaftsstruktur des Entwicklungslandes Nigeria zeigt die landwirtschaftliche Produktion als bestimmenden Faktor des Bruttosozialprodukts. Der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der Wertschöpfung der gesamten wirtschaftlichen Tätigkeit betrug 1950 ca. 67% und verminderte sich bis 1962 nur geringfügig auf 64%²⁹. Die Industrieproduktion spielte in der Vergangenheit nur eine untergeordnete Rolle. Allerdings läßt der zunehmende Anteil der Industrie am Bruttosozialprodukt von knapp 2% 1950 auf etwa 6% 1962 einen beginnenden Industrialisierungsprozeß erkennen. Eine verstärkte Ausschöpfung der industriellen Produktionsmöglichkeiten in

der Zukunft ist für Nigeria mit seinem explosiven Bevölkerungswachstum eine Voraussetzung zur Hebung des niedrigen Lebensstandards.

Einen nicht unbedeutenden Beitrag zur Industrialisierung des Landes leistete die Mineralölgewinnung, deren Anteil am gesamten Bruttosozialprodukt im Jahre 1962 etwa 1% betrug. Die Entwicklung dieser typischen Wachstumsindustrie wird durch aktive und passive Prozeßregler bestimmt³⁰. Wichtige aktive Prozeßregler zur Auslösung eines sektoralen Industrialisierungsprozesses sind für die nigerianische Mineralölindustrie die Wirtschaftspolitik des Landes, eine liberale Rohölgesetzgebung als Anreizmittel für die Investitionstätigkeit der Erdölgesellschaften und die Entwicklung des westeuropäischen Energieverbrauchs als Einflußfaktor für die Intensität der Rohölerschließung. Zu den „Naturgegebenheiten“ zählen Umfang, Lage und Förderbedingungen der nigerianischen Erdölreserven.

b) INFRASTRUKTURINVESTITIONEN ALS VORAUSSETZUNG ZUM AUFBAU DER MINERALÖLINDUSTRIE

Der Begriff Infrastruktur umschließt „die Gesamtheit der materiellen, institutionellen und personalen Einrichtungen und Gegebenheiten, die den Wirtschaftseinheiten im Rahmen einer arbeitsteiligen Wirtschaft zur Verfügung stehen“³¹. Es ist charakteristisch für Entwicklungsländer, daß die infrastrukturelle Ausstattung, die einen entscheidenden Einfluß auf den Industrialisierungsprozeß hat, in quantitativer und qualitativer Hinsicht nicht den Anforderungen einer modernen arbeitsteiligen Wirtschaft entspricht. Auf Grund unzureichender staatlicher

Maßnahmen sind in unterentwickelten Ländern die Privatunternehmen gezwungen, den die Industrialisierung vorbereitenden und unterstützenden Ausbau der Infrastruktur selbst durchzuführen. Ein Beispiel hierfür sind die in Nigeria tätigen Rohölgesellschaften, deren umfangreiche Investitionen zur Verbesserung vornehmlich der materiellen und personalen Infrastruktur Voraussetzung zum Aufbau der Mineralölindustrie waren.

Zur Anhebung der materiellen Infrastruktur standen Investitionen der Rohölgesellschaften

²⁸ Klatt, Sigurd, Zur Theorie der Industrialisierung, Köln und Opladen 1959, S. 20 ff.

²⁹ Annual Abstract of Statistics, Nigeria 1964, a. a. O., S. 144.

³⁰ Klatt, Sigurd, Zur Theorie der Industrialisierung, a. a. O., S. 62 ff.

Der Verfasser versteht unter aktiven Prozeßreglern „alle kulturellen, sozialen und politischen Kräfte, die das menschliche Verhalten beeinflussen, den Bereich der wirtschaftlichen Tätigkeit im gesellschaftlichen Leben abgrenzen und seine Intensität regeln“ und definiert die passiven Prozeßregler mit dem Sammelbegriff „Naturgegebenheiten“ als Regler der Industrialisierung.

³¹ Jochimsen, Reimut, Infrastruktur, in: Entwicklungspolitik, Handbuch und Lexikon, a. a. O., Sp. 1266 ff.

zum Ausbau eines leistungsfähigen Verkehrsnetzes an der Spitze der Rangordnung. Im noch wenig erschlossenen Sumpf- und Regenwaldgebiet Südnigerias wurden, wie bereits ausgeführt, unter hohem Kapitalaufwand Bonny zu einem leistungsfähigen Hafen ausgebaut, ein weitverzweigtes Pipelinenetz angelegt, Straßen zum Transport der Bohrgeräte und Förderanlagen gebaut, Hubschrauberlandeplätze errichtet und Binnenwasserstraßen verbessert. Diese Investitionen sind in erster Linie auf die Bedürfnisse der Mineralölindustrie ausgerichtet. Die Impulse dieser Einrichtungen und Anlagen auf die Ansiedlung neuer Industrien und die wirtschaftliche Erschließung Südnigerias sind daher nur gering. Daneben führten die Rohölgesellschaften während des Aufbaus der Mineralölindustrie umfangreiche Komplementärinvestitionen im Bereich der Energieversorgung, der Telekommunikation und des Gesundheitswesens durch.

Der Gestaltung der personalen Infrastruktur, entsprechend dem Bedarf der Mineralölindustrie, widmeten die Rohölgesellschaften vorrangig ihre Aufmerksamkeit. In Nigeria steigt zwar das Angebot ungelernter Arbeitskräfte ständig an, es besteht jedoch ein für unterentwickelte Länder bezeichnender Mangel an Facharbeitern, Technikern und Unternehmern. Die Rohölgesellschaften waren daher bei Aufnahme ihrer Explorationstätigkeit in Nigeria gezwungen, den größten Teil ihrer technischen und kaufmännischen Beschäftigten einzuführen. Im Zuge der „policy of nigerianisation“ verpflichtete die Regierung Nigerias die Erdölgesellschaften in § 17 der Bergbaukonzession und in § 14 der Prospektionslizenz einheimische Arbeitskräfte auszubilden. Langfristig liegt es auch im Interesse der Erdölgesellschaften, sich einen Stamm qualifizierter nigerianischer Industrie-

arbeiter herangebildet zu haben. Bei ihren Schulungen können sie sich auf ein für afrikanische Verhältnisse gut ausgebautes Volksschulwesen stützen. Die Strategie der Ausbildung vollzieht sich grundsätzlich auf zwei verschiedenen Ebenen; einmal unterstützen die Erdölgesellschaften das allgemeine Erziehungswesen des Landes durch Kapitalhilfen, zum anderen führen sie ein betriebsinternes Ausbildungsprogramm durch.

Im Rahmen der allgemeinen Ausbildungshilfe vergaben die Rohölgesellschaften bis Anfang 1965 ca. 500 Stipendien, die jungen förderungswürdigen Nigerianern das Studium an Fachschulen, höheren Schulen und Universitäten ermöglichten³². Die „menschlichen Investitionen“, die technische und kaufmännische Fähigkeiten entwickeln helfen, sind für Entwicklungsländer von elementarer Bedeutung jedoch auch in Nigeria noch von viel zu geringem Ausmaß. Weiterhin gaben die Rohölgesellschaften Finanzhilfen zum Aufbau des geologischen Department der Universität Ibadan und des Erdölinstituts an der Lagosuniversität sowie zur Erweiterung des Yaba Technical Institute³³. Die Ausbildung durch die Rohölgesellschaften erfolgt im wesentlichen in firmeneigenen Handwerks- und Handelsschulen. Bis heute haben über 1 500 Nigerianer Kurse zur Verbesserung ihrer handwerklichen und kaufmännischen Fähigkeiten besucht³⁴. Hierin ist die Schulung „on-the-job“, d. h. das Anlernen der Arbeiter an Maschinen und Geräten, nicht enthalten.

Insgesamt haben die Rohölgesellschaften über 2 Mill. N£, das sind knapp 3% ihrer Gesamtausgaben in Nigeria, im Bereich der personalen Infrastruktur investiert. Der größte Anteil der Investitionen entfiel mit 1,5 Mill. N£ auf die Shell-BP, die bereits seit 1959 ein langfristiges Ausbildungsprogramm durchführt.

³² Vgl. Annual Report of the Petroleum Division, for the Year ended 31 st March 1963, a. a. O., S. 7. Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 9.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 6.

³³ o. V., Training Nigeria's Oilmen, in: Oil Search Bulletin, No. 67, April 1962, Port Harcourt, S. 2.

³⁴ Vgl. The Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Limited, Summary of Activities, Port Harcourt 1965, S. 2 (unveröffentlichtes Manuskript).

c) DIE REGIONALEN AUSWIRKUNGEN VON INVESTITIONEN IN DER MINERALÖLGEWINNUNG

Anhand der quantitativen und qualitativen Analyse der „local expenditures“ der Rohölgesellschaften lassen sich Rückschlüsse auf den Kapazitäts-, Einkommens- und Komplementäreffekt der Investitionen im Bereich der Erdölwirtschaft ziehen. Insgesamt haben die Rohölgesellschaften bis Ende 1964 ca. 68,5 Mill. N£ in Nigeria ausgegeben; davon entfielen allein 56,8 Mill. N£ auf die Shell-BP Petroleum Development Company und der Rest auf „new-comers“. Die zeitliche Differenzierung der inländischen Ausgaben der Shell-BP zeigt in Tabelle E VI (Anhang) ihr kontinuierliches Ansteigen von 5,3 Mill. N£ im Jahre 1958 auf 10,1 Mill. N£ im Jahre 1964. Obwohl sich die Ausgaben in Nigeria nahezu verdoppelten, schwankte ihr Anteil an den Gesamtausgaben der Gesellschaft im Untersuchungszeitraum relativ konstant um 35 %. Die „local expenditures“ der übrigen Rohölgesellschaften konzentrierten sich auf die Jahre 1963 und 1964.

Eine Differenzierung der durchschnittlichen Ausgaben der Rohölgesellschaften in Nigeria nach der Art ihrer Verwendung zeigt für die Vergangenheit, daß bei dem forcierten Aufbau der Mineralölindustrie über 40 % der inländischen Ausgaben an Vertragsfirmen entrichtet wurden. Davon entfielen $\frac{2}{3}$ an ausländische Unternehmen, die ihren Firmensitz in Nigeria haben und $\frac{1}{3}$ auf nigerianische Unternehmen. Ausländische Firmen dominieren in Bereichen, die hohes technisches Wissen und einen großen Kapitaleinsatz voraussetzen, wie etwa bei der Durchführung geologischer und geophysikalischer Untersuchungen, der Verlegung von Pipelines oder der Konstruktion von Hafenanlagen. Das Schwergewicht der Aktivität der nigerianischen Unternehmen liegt im arbeitsintensiven Bau- und Dienstleistungssektor. Auch in Zukunft wird ein Großteil der Unternehmernaufgaben von ausländischen Firmen ausgeübt, da nur sie über eine hohe Kapitalakkumulation verfügen, erfahrene Facharbeiter einsetzen können und außerdem nicht an die entwicklungs-hemmenden Verhaltensnormen der Einheimischen gebunden sind. Allerdings ist zu berücksichtigen, daß ausländische Unternehmer einen

Teil der Gewinne exportieren und damit dem nigerianischen Wirtschaftskreislauf entziehen.

Nicht mehr als 20 % der Ausgaben der Rohölgesellschaften in Nigeria entfallen auf Löhne und Gehälter. Die Rohölgewinnung ist ein extrem kapitalintensiver Wirtschaftszweig mit einem relativ geringen Einfluß auf die Beschäftigungsstruktur. Im Jahre 1964 belief sich in Nigeria die Zahl der Beschäftigten im Rohölsektor, bei einem Produktionswert von ca. 32 Mill. N£, auf 3 100³⁵; der Anteil der Nigerianer betrug 85 %. Hinzu kommen noch etwa 2 000 Beschäftigte in Vertragsfirmen, die am Aufbau der Rohölindustrie mitwirkten. Auf Grund der geringen Sparquote in Entwicklungsländern wird der größte Teil des Einkommens der nigerianischen Industriearbeiter zu Konsumzwecken ausgegeben, was zu einer erhöhten Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen führt. Verstärkt wird dieser Nachfrageeffekt durch direkte Käufe der Rohölgesellschaften bei nigerianischen Produktions- und Handelsbetrieben. Für knapp 10 % ihrer inländischen Gesamtausgaben erwarben die Rohölgesellschaften land- und forstwirtschaftliche Produkte sowie Erzeugnisse der einheimischen Handwerks- und Industriebetriebe. Daneben seien als wichtigere Ausgabepositionen der Rohölgesellschaften genannt: Abgaben und Gebühren an Regionalbehörden (4 %), Zahlungen an staatliche Unternehmen wie Eisenbahn-, Luftfahrt- und Elektrizitätsgesellschaften (3 %), Entschädigungen und Pachtgebühren an nigerianische Grundbesitzer (8 %), Zahlungen an private Transportunternehmen (4 %) sowie Aufwendungen zur Verbesserung der personalen Infrastruktur (3 %).

Charakteristisch für den Gesamtprozeß des regionalen Wachstums der Rohölfördergebiete ist die Ballung der Aktivität der Erdölgesellschaften auf Port Harcourt, das im südnigerianischen Sumpf- und Regenwaldgebiet als zweitbedeutendste Hafenstadt des Landes eine Reihe von Agglomerationsvorteilen besitzt. Durch die Konzentration des Sachkapitaleinsatzes und der administrativen Funktionen der Rohölindustrie auf die Port Harcourt-Area werden die Kapa-

³⁵ Der Kohlebergbau in Enugu beschäftigte 1964 ca. 4 400 Arbeiter bei einem Wert der Förderung von 1,5 Mill. N£. Quelle: Nigerian Coal Corporation, fourteenth Annual Report, 1963—64, a. a. O., S. 14.

zitätseffekte dieses Wirtschaftszweiges nur in einem eng begrenzten Raum wirksam.

Die Investitionen der Erdölindustrie induzieren Investitionen in vor- und nachgelagerten Bereichen³⁶. H. B. CHENERY und T. WATANABE haben am Beispiel der Länder USA, Italien und Japan nachgewiesen, daß bei der Rohölgewinnung der vorwärtsgreifende Komplementäreffekt (forward linkage effect) außergewöhnlich hoch, der rückwärtsgreifende Komplementäreffekt (backward linkage effect) dagegen sehr niedrig ist³⁷. In Nigeria ist das Rückwärtsgreifen der Rohölindustrie, d. h. die abgeleitete Nachfrage bei anderen inländischen Wirtschaftszweigen, niedriger als in den von CHENERY und WATANABE untersuchten Staaten, da auf Grund einer fehlenden Investitionsgüterindustrie, die bei der Rohölgewinnung zum Einsatz kommenden Anlagen und Maschinen eingeführt werden müssen. Trotzdem gehen von der inländischen Nachfrage der Rohölindustrie nach Gütern und Dienstleistungen noch starke regionale Wachstumsimpulse aus. Die Konzentration der Nachfrage auf die Port Harcourt-Area führte in den letzten Jahren zwangsläufig zu einer Ballung der induzierten Investitionen auf dieses Gebiet; und zwar bei Zulieferer-, Handwerks- und Handelsbetrieben, im Baugewerbe, Bank- und Versicherungswesen sowie auf dem Verkehrs- und Energiesektor.

Der vorwärtsgreifende Komplementäreffekt der Rohölindustrie ist im Entwicklungsland Nigeria nur gering, da bei einer maximalen Durchsatzkapazität der inländischen Raffinerie von 2,2 Mill. t auch in Zukunft der größte Teil der Rohölförderung exportiert wird. Die Alese Eleme Raffinerie, 10 km östlich von Port Harcourt gelegen, wurde mit einem Kapitalaufwand von annähernd 10 Mill. N£ erbaut und weist etwa 250 Beschäftigte auf.

Starke Impulse auf den Industrialisierungsprozeß in der Port Harcourt-Area gehen von der hohen Ölfeldgasgewinnung aus. Vor allem die niedrigen Erdgaspreise gaben den entscheidenden Ausschlag für die Errichtung des Trans-Amadi-Industrieparks bei Port Harcourt. In diesem ca. 10 km² großen einheitlich geplanten In-

dustriegebiet befinden sich mit der Micheline Reifenfabrik, dem Alcan Aluminiumwalzwerk und der ENDC Glasfabrik ausschließlich energieintensive Betriebe, die das zur Produktion benötigte Erdgas vom Erdölfeld Apará beziehen. Ein zweiter Industrieschwerpunkt zeichnet sich in der 65 km nordöstlich von Port Harcourt gelegenen Stadt Aba ab; die Erdgasversorgung dieses Industriestandortes erfolgt, wie bereits untersucht, vom Rohölfeld Imo River aus.

In Zukunft ist mit der Errichtung eines petrochemischen Industriekomplexes auf Erdgasbasis in der Port Harcourt-Area zu rechnen. Die Canadian Industrial Gas Limited hält beim gegenwärtigen Entwicklungsstand Nigerias die Errichtung von sechs in Tabelle E X (Anhang) aufgeführten petrochemischen Industriebetrieben für wirtschaftlich vertretbar. Ihr Bau ist mit einem hohen Kapitalbedarf von 21,7 Mill. N£ verbunden; der Einkommenseffekt dieses Industriezweiges ist bei insgesamt 364 Beschäftigten, davon sollen 304 Nigerianer und 60 Ausländer sein, allerdings gering. Die empfohlenen Standorte dieser sechs Betriebe liegen zum Teil in der Stadt Port Harcourt, zum Teil maximal 35 km von ihr entfernt.

Die räumliche Begrenzung des Kapazitäts-, Einkommens- und Komplementäreffekts der Investitionen der Rohölindustrie führt zu einer wirtschaftlich disparitätischen regionalen Entwicklung in den südnigerianischen Erdölfördergebieten. In der Port Harcourt-Area entstand auf Grund der anhaltenden Erhöhung der Nettoinvestitionsquote und des Einkommensvolumens ein wirtschaftliches Wachstumsgebiet³⁸. Port Harcourt wurde 1916 als Hafen für den Kohleexport gegründet und zählte Mitte der fünfziger Jahre nur ca. 50 000 Einwohner. Seit dem Beginn der Rohölförderung entwickelte sich Port Harcourt zu einem wirtschaftlichen Ballungszentrum, zu einer schwarzafrikanischen Oelboomstadt mit heute über 250 000 Einwohnern. Dagegen blieb die Entwicklung der übrigen Fördergebiete Südnigerias von der Gestaltungskraft der Erdölwirtschaft weitgehend unberührt.

³⁶ Vgl. Hirschman, Albert, O., *The Strategy of Economic Development*, Third Printing, New Haven 1960, S. 98 ff.

³⁷ Chenery, Hollis B., Watanabe, Tsunehiko, *International Comparisons of the Structure of Production*, in: *Econometrica*, Volume 26, October 1958, Number 4, S. 487 ff.

³⁸ Vgl. Schmidt, Herbert, *Räumliche Wirkung der Investitionen im Industrialisierungsprozeß*, Köln und Opladen 1966, S. 182 ff.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Rohölsuche in dem westafrikanischen Staat Nigeria begann im Jahre 1937 durch die Shell-BP Petroleum Development Company. Zwei Jahrzehnte lang erforschte diese Gesellschaft, unbeeinflusst von Konkurrenten und ohne Zeitdruck, die geologische Struktur des Landes, bis sie erstmals 1956 im südnigerianischen Sumpf- und Regenwaldgebiet wirtschaftlich abbauwürdige Rohöllager entdeckte. Alle bislang nachgewiesenen Erdöl- und Erdgaslagerstätten befinden sich in den Miozänablagerungen in einer Tiefe von 1750 bis 4100 Metern. Auf Grund der Ergebnisse von 350 Erdölbohrungen, die bis 1964 abgeteuft wurden und deren Erfolgsrate 64% betrug, errechnen sich Erdölreserven von ca. 400 Millionen Tonnen. Da jedoch Teile des Nigerdeltas, sowie erdöhlöffige off-shore Konzessionsgebiete noch nicht eingehend erforscht wurden, dürften sich die Reserven mehr als verdoppeln. Die Erdölvorräte Nigerias sind unter Einbeziehung der vermuteten Reserven annähernd so groß wie die Lagerstätten in Algerien bzw. Libyen.

Die kommerzielle Rohölförderung begann in Nigeria im Dezember 1957. Seitdem hat sie sich vor allem seit 1964 sprunghaft erhöht und im Jahre 1966 stand Nigeria mit einem Gewinnungsvolumen von 20,5 Millionen Tonnen an 13. Stelle in der internationalen Rangliste der Rohölförderstaaten. Die beachtlichen Erfolge der Shell-BP waren für sieben weitere internationale Erdölkonzerne der Anlaß, sich an der Rohölerschließung in Südnigeria zu beteiligen. Die reichen Vorkommen und die Internationalisierung der Erdölgewinnung lassen erwarten, daß bis 1970 das Fördervolumen auf maximal 55 Millionen Tonnen anwächst.

In der Vergangenheit wurden über 90% der nigerianischen Erdölförderung nach Westeuropa, vornehmlich nach Großbritannien exportiert. Auch in Zukunft wird die Shell-BP, die beherrschende Erdölexplorationsgesellschaft Nigerias, den größten Teil der Ausfuhren an ihre westeuropäischen Raffinerien absetzen. Ausschlaggebend für die Dominanz Westeuropas als Absatzmarkt für nigerianisches Rohöl sind unter anderem die folgenden Faktoren:

die Politik der internationalen Erdölkonzerne, Rohöl innerhalb der eigenen Absatzorganisation zu vermarkten;

die Küstennähe der Lager, sowie die Nähe des westeuropäischen Marktes;

die relativ niedrigen Förderkosten von 31 cents je Barrel und vor allem die qualitative Beschaffenheit des Rohöls.

Nigerianisches Erdöl ist durch einen hohen Anteil der Mittel- und Schweröle gekennzeichnet. Die besten Absatzchancen für dieses Rohöl liegen damit zwangsläufig in den westeuropäischen Industriestaaten. Weiterhin ist für alle nigerianischen Rohöle der geringe Schwefelgehalt charakteristisch. Dies ist ein entscheidender Vorteil gegenüber den Wettbewerbern vom Persischen Golf, da schwefelfreie Öle die Raffination vereinfachen und verbilligen. Auf Grund dieser qualitativen Beschaffenheit stellt das Erdöl aus Nigeria eine wertvolle Ergänzung zu den nordafrikanischen Leichtölen dar. Bereits 1970 soll Nigeria mit einer Exportmenge von über 35 Millionen jato einen wesentlichen Beitrag zur Rohölversorgung Westeuropas leisten. Hingegen sind am afrikanischen und südamerikanischen Markt, durch geringe Industrialisierung und den aus klimatischen Gründen bedingten niedrigen Bedarf an Heizöl, dem Absatz trotz Transportkostenvorteilen enge Grenzen gesetzt.

Der rasche Aufbau der nigerianischen Erdölindustrie führt zu einer bedeutenden gesamtwirtschaftlichen Umstrukturierung des Landes sowohl im Bereich des Energiemarktes, der Außenwirtschaft, der Staatsfinanzen als auch in der Industrialisierung.

Die Erdölförderung hat eine einschneidende Änderung des inländischen Energieaufkommens und des Energieaußenhandels zur Folge. Die Strukturveränderungen im Energiesektor werden durch die Aufstellung und Auswertung der Primärenergiebilanzen für den Zeitraum von 1950 bis 1964 dargestellt. Ab 1965 wird der Mineralölbedarf Nigerias zum großen Teil von der neu errichteten Raffinerie bei Port Harcourt gedeckt. Die Importe von Erdölderivaten, die 1964 mit 19,3 Millionen N£ die Handelsbilanz belasteten, fallen in Zukunft fort. Sekundäreffekte

der inländischen Raffination sind die Senkung der Mineralölpreise, die Wandlung in der regionalen Verteilung der Erdölderivate und die induzierte Steigerung des Mineralölverbrauchs. Der künftige Energieverbrauch — berechnet an Hand von einfachen und qualifizierten Projektionen — wird außerdem durch die zunehmende Nutzung der Ölfeldgase in südnigerianischen Wärmekraftwerken und Industriebetrieben erhöht.

Im Güterexport Nigerias nehmen Agrarprodukte noch immer die dominierende Stellung ein, doch seit 1958 stieg der Anteil des Rohöls an den Gesamtexporten kontinuierlich an, erreichte 1964 eine Quote von 15 % und wird bis 1970 mit 50 bis 60 % eine überragende Bedeutung erlangen. Diese Steigerung der Rohölexporte und die fast vollständige Substitution der Einfuhr von Mineralölderivaten befreit Nigeria in Zukunft vor akuten Zahlungsbilanzproblemen, selbst unter der Annahme progressiv steigender Importe von Investitionsgütern.

Nicht weniger günstig sind die Auswirkungen der Erdölwirtschaft auf die Staatsfinanzen. Betragen die Einnahmen der nigerianischen Bundesregierung 1964 aus Abgaben der Rohölgesellschaften ca. 8 Mill. N£, so dürften sie bis zum Jahre 1970, bei einer geplanten Förderung von 55 Mill. Tonnen, auf ca. 94 Mill. N£ empor-schnellen. Der Anteil der Rohölabgaben an den

gesamten laufenden Staatseinnahmen der Bundesregierung wird sich im gleichen Zeitraum von 6,7 % auf über 30 % erhöhen. Die bestehende nigerianische Rohölgesetzgebung, die Art und Höhe der Abgaben an den Staat regelt, wird einer eingehenden Kritik unterzogen und dabei festgestellt, daß sowohl die Konzessionsgesetzgebung als auch die Gewinnteilung zwischen Regierung und Erdölgesellschaften in wichtigen Punkten nicht den international gültigen Bestimmungen entsprechen. Eine Modifizierung der Gesetze zugunsten der Regierung erscheint gerechtfertigt.

Die beginnende Industrialisierung des Landes, mit eine wesentliche Voraussetzung für die Hebung des Pro-Kopf-Einkommens wird durch den Aufbau der Erdölindustrie gefördert. Neben einer Beschäftigtenzahl von etwa 5 000 im Rohölsektor, beschleunigen vor allem die durch die Erdölindustrie induzierten Investitionen in vorgelagerten Bereichen den Industrialisierungsprozeß.

Durch die Erdölwirtschaft werden einige der wichtigen materiellen Bedingungen geschaffen, die zur Erreichung von Wohlstand und Wirtschaftswachstum in Nigeria notwendig sind. Es wäre von größtem Schaden für Nigeria und seine Handelspartner, wenn politische Spannungen dahin führen, daß die Expansion in der Erdölindustrie beeinträchtigt würde.

SUMMARY

The search for crude oil in the West African state of Nigeria was initiated in 1937 by the Shell-BP Petroleum Development Company. The company explored the geological structure of the country without pressure of competition or time until 1956, when crude oil reserves in commercial quantities were discovered in the swamp and rain forest area of Southern Nigeria. All the crude oil and natural gas reserves so far proved are situated in miocene sediments at depths from 1750 to 4100 meters.

The results of 350 wells dug until 1964 (whose rate of success was 64%) prove reserves of 400 million tons. These reserves could more than double if concessions off-shore and in the Niger Delta where further successes are anticipated prove themselves. The crude oil reserves of Nigeria, including estimated reserves, are nearly as large as the reserves of Algeria or Libya.

Commercial production of crude oil began in Nigeria in December 1957. Since that time production has increased rapidly — particularly since 1964 — and in 1966 20.5 million tons were extracted. This volume placed Nigeria in 13th place among crude oil producing nations. The remarkable success of Shell-BP has brought other international petroleum companies to Southern Nigeria to participate in crude oil exploration. Rich proven reserves and a broadened exploration effort indicate that by 1970 the volume of production could grow to a maximum of 55 million tons.

In the past over 90% of Nigerian production was exported to Western Europe, especially to Great Britain. In the future Shell-BP, the principal exploration company in Nigeria, can be expected to sell the bulk of their production to West European refineries. The following factors are decisive for the continued dominance of Western Europe as the chief market for Nigerian crude:

- the policies of international petroleum corporations to market crude oil within their own marketing organization,
- the proximity of reserves to the Nigerian coast, and of Nigeria to Western Europe,

the relatively low production cost of 31 cents per barrel, most important, the quality of the crude oil.

Nigeria crude is characterized by a high proportion of medium and heavy oils. The best selling opportunity for this crude is necessarily in the West European industrial states. For the European market the low sulphur content of all Nigerian crude is an important advantage against competition from the Persian Gulf, as sulphur-free oil simplifies and cheapens the refining process. The quality of Nigerian crude makes it a valuable complement to North African light oils. By 1970, Nigeria should make a substantial contribution to West European crude oil supplies, with an export volume of over 35 million tons a year.

The rapid development of the Nigerian petroleum industry has important dynamic structural influences on the domestic energy market, on the trade and payments position, and on national industrialization.

Crude oil production will lead to important shifts in domestic energy production and dramatic changes in the size and structure of energy exports and imports. Changes in the energy structure using primary energy balances have been calculated and analyzed. Since 1965 the petroleum products needs of Nigeria will be met mostly by the new refinery near Port Harcourt. The import of petroleum products, which burdened the current account of the balance of payments by 19.3 million N£ in 1964, will disappear in the future. Furthermore, domestic refining will lower petrol prices, change the regional distribution of petroleum products, and increase the consumption of products. Future energy consumption — calculated by trend extrapolation and regression analysis — will further increase because of the growing use of oil-field-gases by thermal power plants and industrial firms.

Though agricultural exports retain their predominance among Nigerian exports, the proportion of crude oil exports has been growing continuously since 1958. In 1964 crude oil exports reached 15% of total value, and by 1970 should

rank first, with 50 to 60% of total Nigerian exports. The growth of crude oil exports and nearly complete import-substitution of petroleum products will free Nigeria from severe balance of payments problems — even under the assumption of progressively growing imports of capital goods.

In addition, the oil industry will have positive effects on Nigerian public finance. In 1964, the income of the Nigerian Federal Government from crude oil production was 8 million N£. By 1970 these revenues should explode to approximately 94 million N£ (with a planned production of 55 million tons). The proportion of crude oil payments of the Federal Government's current revenues will grow during the same period from 6.7% to over 30%. The existing Nigerian crude oil law which regulates the size and type of payments to the the government were carefully analyzed, and it was found that

the concession laws and profit-sharing agreements are in need of reform in important areas. The revenue arrangements do not meet the test of international comparison; modification of the law in favour of the government is justified.

Industrialization is one of the essential conditions for the increase of per capita income in Nigeria. This goal will be furthered by the petroleum industry. Besides employing 5000 people in the crude oil sector, investment stimulated in industry through forward and backward linkage effects will accelerate the process of industrialization.

The oil industry will establish some of the important material conditions necessary for development and prosperity in Nigeria. It would be tragic for Nigeria and its trading partners if political problems are allowed to disrupt the expansion of a first class economic resource.

RÉSUMÉ

La recherche du pétrole brut dans l'Etat du Nigeria en Afrique Occidentale commença en l'année 1937 par la „Shell-BP Petroleum Development Company“.

Pendant une vingtaine d'années, cette compagnie explora la structure géologique du pays sans tenir compte de la concurrence ni de la pression du temps, jusqu'au moment où en 1956 elle découvrit pour la première fois un gisement de pétrole dans la région marécageuse et couverte de forêts au Sud du Nigeria — gisement économiquement exploitable.

Jusqu'à présent, il a été prouvé que les nappes de pétrole et de gaz de pétrole se trouvent dans la région du Miocène à une profondeur de 1.750 à 4.100 mètres. En raison des résultats de 350 forages qui jusqu'en 1964 ont été creusés et dont le pourcentage du pétrole raffiné s'élève à 64 %, il faut compter une réserve de pétrole d'environ 400 millions de tonnes.

Cependant, certains endroits du delta du Niger contenant du pétrole off-shore, n'ayant pas été exactement explorés, il est permis de considérer les réserves plus que doublées.

Les réserves de pétrole du Nigeria, compte tenu des réserves supposées, sont approximativement aussi grandes que celles d'Algérie ou de la Lybie.

La production commerciale du pétrole brut, qui a commencé au Nigeria en Décembre 1957, a augmenté depuis 1964 avec une rapidité croissante et en 1966 le Nigéria occupait, avec ses 20.500.000 tonnes de pétrole extrait, la 13^{ème} place sur la liste internationale des pays producteurs de pétrole brut. Le succès remarquable de la Shell-BP était pour sept autres consortiums une occasion pour s'associer à l'exploitation du pétrole dans le sud du Nigéria.

Les riches réserves et l'internationalisation de la production du pétrole laissent prévoir que jusqu'en 1970 l'extraction atteindra un maximum de 55 millions de tonnes.

Dans le passé, plus de 90 % de la production de pétrole du Nigéria ont été exportés en Europe Occidentale, principalement en Grande-Bretagne. Aussi, à l'avenir la Cie Shell-BP, qui est la Société pétrolière la plus importante du Nigéria,

exportera-t-elle la plus grande partie de la production vers ses raffineries de l'Europe Occidentale.

Les facteurs, pour la domination de l'Europe de l'Ouest comme marché distributeur du pétrole au Nigéria, sont les suivants:

— La politique des consortiums de pétrole internationaux de mettre sur le marché leur propre pétrole brut.

— La proximité de la Côte du Nigéria des réserves de pétrole ainsi que la proximité des pays d'Europe Occidentale.

— Les prix de transport relativement bas de 31 cents par tonne et surtout la qualité de la nature du pétrole brut.

Le signe caractéristique du pétrole nigérien est sa composition en grande partie d'huile lourde et mi-lourde. Les meilleures chances d'écoulement de ce pétrole brut dépendent forcément des pays industriels d'Europe Occidentale. En outre, le fait que le pétrole brut du Nigéria contient une quantité, insignifiante de soufre est caractéristique. Ceci est un avantage décisif en regard de la concurrence du Golf Persique, qui simplifie la raffinerie et la rend moins chère. En raison de cette propriété de la matière, le pétrole du Nigéria représente un précieux complément des huiles légères d'Afrique du Nord.

En 1970, le Nigéria avec une exportation de plus de 35 millions de tonnes par an, doit être en mesure de porter une contribution substantielle en pétrole brut aux pays d'Europe Occidentale. Par contre, l'écoulement du pétrole sur le marché africain et sud-Américain est très limité, malgré les avantages des frais de transport, en raison de l'industrialisation insignifiante de ces pays et du climat dont les besoins en huile de chauffage sont peu élevés.

Le développement rapide de l'industrie pétrolière du Nigéria conduit vers un important changement de la structure de l'ensemble de l'économie du pays aussi bien dans le domaine du marché de l'énergie que du commerce extérieur, ainsi que des finances de l'Etat et de l'industrialisation.

L'extraction du pétrole a pour conséquences un changement de l'accroissement de l'énergie in-

térieure et du commerce extérieur de l'énergie. Les changements de structures dans le secteur de l'énergie sont représentés par l'installation et la mise en valeur dans un bilan primaire de l'énergie pour la période de 1950 à 1964. A partir de 1965, les besoins en pétrole du Nigéria seront couverts en grande partie par la nouvelle raffinerie du Port Harcourt. L'importation des produits de pétrole en 1964 a causé un déficit de 19,3 millions de £N dans le bilan commercial. A l'avenir le déficit disparaîtra. Les effets secondaires de la raffinerie intérieure sont l'abaissement des prix du pétrole, la progression de la distribution régionale des produits pétroliers et l'augmentation de l'utilisation du pétrole minéral. L'utilisation future de l'énergie calculée sur la base de projets simples et qualifiés, sera augmentée grâce à l'utilisation de plus en plus grande du gaz pétrolifère par les usines électriques et les fabriques industrielles.

Dans l'exportation du Nigéria, les produits agraires occupent toujours une position dominante, cependant depuis 1958 la part du pétrole brut augmente continuellement et a atteint en 1964 un taux de 15 % de l'ensemble des produits exportés et atteindra jusqu'en 1970 avec 50 à 60 % une très grande importance. Cette augmentation de l'exportation du pétrole brut et la substitution permanente de l'importation des produits dérivés des huiles minérales, libèrent le Nigéria à l'avenir des problèmes aigus de paiements malgré la progression constante de l'importation.

L'économie pétrolière n'est pas moins favorable aux finances de l'Etat. Le montant des revenus

du Gouvernement fédéral du Nigéria dû à l'exportation du pétrole brut s'élevait en 1964 à environ 8 millions de £N. Par une extraction bien exploitée, il est permis de calculer que jusqu'en 1970, les revenus atteindront environ 94 millions de £N pour 55 millions de tonnes. La participation de l'exportation du pétrole brut dans l'ensemble des revenus du Gouvernement Fédéral passera dans la même période de 6,7 % à plus de 30 %. La législation existante du Nigéria concernant le pétrole brut, qui règle la sorte et le montant des taxes revenant à l'Etat, est soumise à une sévère critique, car les lois, concernant les concessions et la distribution des bénéfices entre le Gouvernement et les Sociétés Pétrolières sur les points importants, ne correspondent pas avec le règlement international. Une modification des lois en faveur du Gouvernement semble bien fondée.

Le commencement de l'industrialisation du pays ayant pour condition le relèvement des revenus par tête, sera exploité par le développement de l'industrie pétrolière. En dehors des 5.000 employés dans le secteur du pétrole brut, le procès d'industrialisation s'accélère surtout grâce à l'industrie pétrolière et aux investissements dans le domaine des réserves de pétrole.

Grâce à l'économie pétrolière, certaines conditions matérielles importantes seront créées qui permettront d'atteindre une prospérité et un accroissement économique nécessaires au Nigéria. Cela porterait un grand préjudice à ce pays et à ses partenaires commerciaux, si des tensions politiques influençaient l'expansion de l'industrie pétrolière.

Краткое содержание

Поиски нефти в западноафриканской стране Нигерия были начаты фирмой ШЕЛЛ БП Петролеум Девелопмент Компани в 1937 году. Два десятилетия исследовала эта фирма без какой либо конкуренции, при достаточном количестве времени, геологическую структуру страны, пока, наконец, в 1956 году в болотистой и лесистой, дождливой области на юге Нигерии были найдены экономичные, пригодные для разработки залежи нефти. Все открытые до сих пор залежи нефти и подземных газов находятся в слоях миоцена, на глубине между 1750 и 4100 метрами. На основании исследования 350 скважин, заложенных до 1964 года, успех бурения которых составил 64 %, запасы нефти вычисляются в около 400 миллионов тонн. Однако, так как части дельты реки Нигер, а так же и сданные в концессию прибрежные области еще недостаточно исследованы, эти запасы могут достигнуть более чем двойных размеров. Принимая во внимание возможные залежи, нефтяные запасы Нигерии приближаются по размерам к залежам в Алжире или в Ливии.

Добыча нефти в Нигерии началась в декабре 1957 года. С тех пор и, главным образом, с 1964 года она прыжкообразно повышалась и привела Нигерию в 1966 году — количество добытой нефти составило в этом году 20,5 мил. тонн — на 13 место среди стран, занимающихся добычей нефти. Значительный успех фирмы ШЕЛЛ БП послужил причиной для дальнейших семи международных нефтяных концернов принять участие в поисках нефти в Южной Нигерии. Богатые залежи и интернационализация добычи нефти разрешают предположение, что до 1970 года размеры добычи возрастут до максимума в 55 мил. тонн.

Более 90 % добытой в Нигерии нефти экспортировались в прошлом в Зап. Европу, главным образом в Великобританию. Так же и в будущем главнейшая нефтепромышленная фирма ШЕЛЛ БП в Нигерии будет поставлять большую часть нефти на За-

падноевропейские нефтеочистительные заводы. Преобладающее положение западноевропейских рынков сбыта нефти из Нигерии объясняется м.п. следующими факторами:

- политикой сбыта продукции в рамках собственных продажных организаций международных нефтяных концернов;
- близостью залежей нефти к побережью и близостью западноевропейского рынка сбыта;
- относительно низкими расходами по добыче — 31 цент за барель — и, главным образом, качеством нефти.

Нефть Нигерии отличается высоким содержанием средних и тяжелых масел. Наилучшие шансы на сбыт этой нефти находятся т.о., естественно, в индустриальных странах Западной Европы. Кроме того, характерным для нигерианской нефти является незначительное наличие в ней серы. Это положение является решающим преимуществом в противоположность нефти Персидского Залива, т.к. нефть без наличия серы упрощает и удешевляет процесс ее очистки. На основании своего качественного содержания нефть из Нигерии представляет собой полноценное дополнение к североафриканским легким нефтям. Уже в 1970 году Нигерия будет в состоянии внести значительный вклад в снабжение нефтью Западной Европы повышением экспорта на свыше 35 мил. тонн в год. В противоположность этому на африканском и южноамериканском рынках в результате незначительной индустриализации стран и по причине климатических условий существует небольшая потребность в отопительных маслах, т.е. здесь сбыт, несмотря на транспортные преимущества, имеет свои тесные границы.

Быстрый рост нигерианской нефтепромышленности ведет к заметному изменению общехозяйственной структуры страны как в области рынков сбыта энергии, так и во внешней торговле, в государственном бюджете и в индустриализации.

Нефтяная промышленность вызвала значительное изменение внутреннего производства энергии а так же и ее экспорта. Изменения структуры сектора производства энергии установлены составлением и изучением балансов производства основных энергий за время от 1950 до 1964 года. С 1965 года поставка минеральных масел в Нигерии осуществляется в большей части новым нефтеочистительным заводом вблизи Порт Каркурт. Ввоз побочных продуктов нефти, обременивший в 1964 году торговый баланс страны на 19,3 мил. НЛ, в будущем отпадает. Добавочным эффектом очистки нефти в собственной стране явилось снижение цен на минеральные масла, перемещение районов праспределения побочных продуктов и вызванное этим повышение расхода минеральных масел. Расход энергии в будущем — вычитанный на основании простых и специальных прогнозов — будет повышаться кроме этого в результате возрастающего применения подземных газов нефтяных полей южнонигерийскими тепловыми станциями и промышленными предприятиями.

Однако аграрные продукты все еще преобладают в экспорте Нигерии, но уже начиная с 1958 года постоянно возрастает вывоз нефти, который в 1964 году достиг 15% всего экспорта страны и который до 1970 года повысится до 50—60%, достигнут этим важного значения. Это повышение экспорта нефти и почти полное отсутствие необходимости ввоза побочных продуктом минеральных масел освобождает Нигерию в будущем от непосредственных затруднений в платежеспособности, даже в случае прогрессивного повышения ввоза средств производства средств продукции.

Не менее благоприятным оказалось воз-

действие нефтяной промышленности на государственный бюджет. В то время, как приход нигерийского союзного правительства в 1964 году в результате налогообложения фирм нефтяной промышленности составил около 8 мил. НЛ, то до 1970 года, при запланированном количестве производства 55 мил. тонн, он достигнет 94 мил. НЛ. Составная часть налога на нефть в общем государственном приходе возрастет за это время с 6,7% до более чем 30%. Существующее нигерийское законоположение, упорядочивающее род и величину налога на нефть было подвержено детальной критике, причем было установлено, что как законодательство о концессионных фирмах, так и распределение доходов между правительством Нигерии и концессионерами в важных пунктах не отвечает международным правилам. Изменение законов в пользу правительства представляется вполне обоснованным.

Начинающаяся индустриализация страны, являющаяся важной предпосылкой для повышения прихода на голову населения, находится под влиянием создания нефтяной промышленности. На ряду с 5.000 чел. занятого в секторе добычи нефти персонала, прежде всего вызванные нефтяной промышленностью капиталовложения в предшествующих и последующих секторах ускоряют процесс индустриализации.

Посредством нефтепромышленности создаются некоторые из важных материальных условий, которые необходимы для достижения расцвета и хозяйственного развития Нигерии. Явилось бы большой потерей как для Нигерии, так и для ее торговых партнеров, если бы политические напряжения привели к тому, что экспансия нефтяной промышленности в Нигерии замедлится.

UMRECHNUNGSTABELLE

1. Längenmaße

1 Inch (in)	= 0,0254 m	1 m	= 39,37 in
1 Foot (ft)	= 0,3048 m	1 m	= 3,2808 ft
1 Yard (yd)	= 0,9144 m	1 m	= 1,0936 yd
1 Mile (Statute)	= 1,609 km	1 km	= 0,62137 miles

2. Flächenmaße

1 square inch (sqin)	= 6,452 cm ²	1 cm ²	= 0,155 sqin
1 square foot (sqft)	= 0,093 m ²	1 m ²	= 10,764 sqft
1 square yard (sqyd)	= 0,836 m ²	1 m ²	= 1,196 sqyd
1 square mile (sqmile)	= 2,590 km ²	1 km ²	= 0,386 sqmiles
1 Acre (A)	= 0,4057 ha	1 ha	= 2,471 A

3. Raummaße

1 US barrel (bbl)	= 0,159 m ³	1 m ³	= 6,2898 bbl
1 Imperial Gallon (Imp. Gal.)	= 0,00455 m ³	1 m ³	= 220 Imp. Gal.
1 cubic foot (cuft)	= 0,0283 m ³	1 m ³	= 35,3148 cuft
1 cubic inch (cuin)	= 16,387 cm ³	1 cm ³	= 0,061 cuin

4. Gewichte

1 long ton (ltn)	= 1,01605 t	1 t	= 0,98421 ltn
1 short ton (shtn)	= 0,90718 t	1 t	= 1,1023 shtn
1 Pound (lb)	= 0,45359 kg	1 kg	= 2,2046 lbs

5. Energie, Wärmemenge

1 B. Th. U	= 0,252 kcal	1 kcal	= 3,9687 B. Th. U.
1 B. Th.U./lb	= 0,556 kcal/kg	1 kcal/kg	= 1,8 B. Th. U./lb
1 B. Th. U./cuft	= 8,9 kcal/m ³	1 kcal/m ³	= 0,1124 B. Th. U./cuft
1000 B. Th. U.	= 0,293 kWh	1 kWh	= 3414 B. Th. U.
1 Therm	= 25 000 kcal		
1 Therm	= 100 000 B. Th. U.	1 Mill. kcal	= 40 Therms

6. Temperatur

x Grad Fahrenheit (°F)	= $\frac{5}{9} (x - 32) ^\circ \text{C}$
x Grad Celsius (°C)	= $\frac{9}{5} (x + 32) ^\circ \text{F}$

7. Währung

1 N£ = 20 shilling (s)	1 N£ = 1 £ sterling = 11,20 DM
1 s = 12 pence (d)	

VERZEICHNIS DER ABKÜRZUNGEN

API	American Petroleum Institute
BRT	Bruttoregistertonne
BSP	Bruttosozialprodukt
B. Th. U.	British Thermal Unit
ECN	Electricity Corporation of Nigeria
ENDC	Eastern Nigeria Development Corporation
E. N. I.	Ente Nazionale Idrocarburi

FAO	Food and Agriculture Organizaton
f. o. b.	free on board
GDP	Gross Domestic Product
jato	Jahrestonnen
NRT	Nettoregistertonne
OEL	Oil Exploration Licence
OML	Oil Mining Lease
OPEC	Organization of Oil Exporting Countries
OPL	Oil Prospecting Licence
Petrobras	P��troleo Brasileiro
RAP	Regie Autonome des Petroles
SAFREP	Société Anonyme Française des Recherches et d'Exploration de Petrole
SKE	Steinkohleeinheit
SOGERAP	Société de Gestion des Participations de la Regie Autonome des Petroles
SRI	Stanford Research Institute

VERZEICHNIS DER ABBILDUNGEN

Abb.	Seite	Abb.	Seite
1 Die Entwicklung der Konzessionsgebiete der Shell-BP im Zeitraum von 1938 bis 1960/62	14	15 Die Energiereserven Nigerias, in Mill. t SKE	80
2 Die Erdölkonzessionen in Nigeria, Stand: 31. 3. 1965	17	16 Die Gewinnung von Primärenergieträgern in Nigeria in den Jahren 1950 bis 1964 in Mill. t SKE	83
3 Geologische Karte Nigerias	20	17 Der Energieaußenhandel Nigerias ohne Re-exporte, in den Jahren 1950 bis 1964 in Mill. t SKE	85
4 Die Aufschlußbohrungen in Nigeria 1951/52—1963/64	23	18 Der Energieverbrauch Nigerias, in den Jahren 1950 bis 1964, in 1000 t SKE und in Prozent	87
5 Die Erdölbohrungen in Nigeria in den Jahren 1951 bis 1964, a) Anzahl der Bohrungen, b) Gesamtlänge der Bohrungen, in 1000 engl. Fuß	25	19 Der Verbrauch an Mineral��fertigungsprodukten in Nigeria, in den Jahren 1950 bis 1964, in 1000 Barrels und in Prozent	88
6 Prognose der Rohölförderung bis zum Jahre 1970, in Mill. t	32	20 Die Verteilung der Tankstellen und Mineralöldepots sowie die regionale Differenzierung der Mineralölpreise in Nigeria, Stand: 1. 1. 1965	101
7 Die Rohölförderung in den einzelnen Feldern, in den Jahren 1957/58 bis 1964/65, in Mill. Barrels	35	21 Der Verbrauch der Elektrizitätswerke Nigerias an Energieträgern, im Jahr 1963/64, in Tonnen SKE	103
8 Die räumliche Verteilung der durchschnittlichen Jahresniederschläge in Nigeria, langjährige Durchschnittswerte	40	22 Der Energieverbrauch Nigerias, Trendberechnung, in 1000 t SKE	110
9 Die zeitliche Verteilung der Niederschläge in der Port Harcourt-Area, langjährige Durchschnittswerte	40	23 Der Energieverbrauch Nigerias, Regressionsanalyse, in 1000 t SKE und Mill. N��	113
10 Die Vegetationszonen Nigerias	41	24 Die Stellung des Rohöls im Güterexport Nigerias, in den Jahren 1955 bis 1970, in Mill. N��	116
11 Das Rohrleitungsnetz Nigerias, Stand: 31. 3. 1965	45	25 Die Abgaben der Rohölgesellschaften an den nigerianischen Staat, in den Jahren 1957/58 bis 1964/65, in Mill. N��	125
12 Der Rohölexport Nigerias nach Bestimmungsländern, in Mill. t	51	26 Die Ermittlung des „break even points“ der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria	126
13 Die Erdölraffinerien in Afrika, Standort und Kapazitäten, Stand: 1965/66	56		
14 Die gesetzlich zulässige Abschreibung für Rohölgesellschaften	69		

VERZEICHNIS DER TABELLEN
im Textteil

Tab.	Seite	Tab.	Seite
1 Die Größe und Art der Konzessionen der in Nigeria tätigen Erdölgesellschaften Stand: 1. 4. 1965 (in Quadratmeilen)	18	23 Die durchschnittliche Höhe und die Berechnungsgrundlage der Rohöl-Förderzinsen in einzelnen Entwicklungsländern	65
2 Die Erdölbohrungen in Nigeria, Zahl, Art, Erfolgsrate, in den Jahren 1951 bis 1964	24	24 Das Gliederungsschema der Gewinn- und Verlustrechnung der §§ 9 bis 15 der Petroleum Profits Tax Ordinance in der Fassung von 1959	66
3 Die Bohraktivität der einzelnen Erdölgesellschaften, im Zeitraum 1951 bis 31. 3. 1965	26	25 Die Höhe der Abschreibungsprozentsätze für Erdölgesellschaften	69
4 Die Effizienz der Bohranlagen, in den Jahren 1951 bis 1964	27	26 Berechnung des maximal zulässigen Abschreibungsbetrages (Beispiel)	70
5 Die Rohölreserven Nigerias, in den Jahren 1958 bis 1965, in Mill. t	28	27 Vergleich zwischen der Verrechnung der Förderzinsen gemäß § 17 der nigerianischen Petroleum Profits Tax Ordinance und der Forderung der OPEC	72
6 Die Rohölreserven Afrikas, in den Jahren 1958 bis 1965, in Mill. t	28	28 Raffinerie-Ausstoß bei Verwendung von Rohöl der Felder Bomu und Imo River	92
7 Die Rohöl- und Erdgasförderung in Nigeria, in den Jahren 1957/58 bis 1964/65, in 1000 Barrels, 1000 Tonnen, 10 ⁶ Kubikfuß und 10 ⁶ Kubikmeter	31	29 Die Diskrepanz zwischen inländischem Bedarf und Raffinerie-Erzeugung, dargestellt an einem theoretischen Beispiel für das Jahr 1964	93
8 Die Rohölförderung afrikanischer Länder, in den Jahren 1958 bis 1965, in Mill. t	33	30 Die Diskrepanz zwischen dem inländischen Absatz und der Raffinerie-Erzeugung einzelner Marketinggesellschaften, dargestellt an einem theoretischen Beispiel für das Jahr 1964 (in Prozentwerten)	95
9 Internationaler Vergleich der Kosten der Erdölförderung	34	31 Die Preisbildung für Benzin, Kerosin, Kraftfahrzeugdieselmotorkraftstoffe und Heizöl, vereinfachte Darstellung der Entstehung der „open market prices“ in Nigeria, Stand: 1964	98
10 Die kumulative Rohöl- und Erdgasförderung in den Rohölfeldern Nigerias, im Zeitraum 1957/58 bis 1964/65, in 1000 Barrels und 10 ⁶ Kubikfuß	36	32 Die regionale Verteilung der Tankstellen der Marketinggesellschaften in Nigeria, Stand: 1. 1. 1965	100
11 Die Intensität der Rohölförderung in den einzelnen Erdölfeldern, Vergleich der Jahre 1963/64 und 1964/65, in Barrels	37	33 Der regionale Verbrauch der Electricity Corporation of Nigeria (ECN) an Mineralölfertigprodukten, im Jahr 1963/64, in Barrels	102
12 Chemische Analyse einer Rohölprobe des Feldes Bomu	38	34 Die Distribution der Mineralölfertigprodukte, im Jahr 1964	104
13 Chemische Analyse der Ölfeldgase in ausgewählten Rohölfeldern	38	35 Die Mineralöldepots in Nigeria, Stand: 1965	105
14 Die Entwicklung der Rohrleitungen in Nigeria, in den Jahren 1958 bis 1964	43	36 Der Erdgasverbrauch Nigerias, in den Jahren 1963 und 1964, in Mill. cf und Mill. m ³	108
15 Die wichtigsten Rohölpipelines in Nigeria, Stand: 31. März 1965	44	37 Die Stellung des Rohöls im Güterexport Nigerias, in den Jahren 1956 bis 1970, in Mill. N£	117
16 Die Erdgaspipelines in Nigeria, Stand: 31. März 1965	44	38 Die Güter- und Dienstleistungsimporte der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria, in den Jahren 1958 bis 1964, in Mill. N£	118
17 Die Kapazität der Rohöltanklager in den nigerianischen Exporthäfen, Stand: 31. März 1965	47	39 Die Stellung der Mineralölfertigprodukte im Güterimport Nigerias, in den Jahren 1955 bis 1964, in Mill. N£	120
18 Die zunehmende Größe der Rohöltanker, die die Bonny Barriere passierten	48	40 Die Entwicklung der Zahlungsbilanz Nigerias, in den Jahren 1958 bis 1964, Salden in Mill. N£	121
19 Der Rohölexport Nigerias, in Tonnen und N£	51		
20 Internationaler Vergleich der Rohölpreise und Frachtkosten, Stand: 1963/64, in US-Dollars je Barrel (34° API)	53		
21 Die Entwicklung der Durchsatzkapazitäten der afrikanischen Raffinerien, im Zeitraum 1950 bis 1965, in Mill. t/Jahr	54		
22 Die Zahlungsverpflichtungen der Erdölgesellschaften an den Staat, die sich aus der Konzessionsgesetzgebung ergeben	63		

Tab.	Seite	Tab.	Seite
41 Die Auswirkungen des Güter- und Dienst- außenhandels der Shell-BP auf die Lei- stungsbilanz, in den Jahren 1958 bis 1964, in Mill. N£	123	44 Die staatlichen Rohöleinkünfte in den Län- dern Kuwait, Saudi-Arabien, Iran, Irak, Venezuela, Libyen und Nigeria, in den Jahren 1956 bis 1965, in engl. £ je 1000 Barrels	129
42 Die Abhängigkeit der Förderzinsen vom Rohölgewinnungsvolumen, in den Jahren 1957/58 bis 1964/65, in N£ je 1000 Bar- rels Rohöl	126	45 Der Anteil der Erdöleinkünfte an den ge- samten laufenden Staatseinnahmen der Bun- desregierung Nigerias, in den Jahren 1957 bis 1964, in Mill. N£	129
43 Die staatlichen Rohöleinkünfte in den Län- dern Kuwait, Saudi-Arabien, Iran, Irak, Venezuela, Libyen und Nigeria, in den Jahren 1956 bis 1965, in Mill. £	128	46 Der Anteil der einzelnen Regionen am Aufkommen der Bergbauförderzinsen und Pachtgebühren, Stand: August 1965, in %	132

VERZEICHNIS DER TABELLEN IM STATISTISCHEN ANHANG

Tabelle	Seite	Tabelle	Seite
A I Explorationskonzessionen in Ni- geria, Stand: 1. 4. 1965	152	B IV Rohölangebot und -nachfrage in Westeuropa in den Jahren 1959 bis 1965, in Mill. t und in %	168
A II Prospektionskonzessionen auf dem Festland, Stand: 1. 4. 1965	152	B V Die Rohölimporte der Länder West- europas in den Jahren 1958 bis 1965, in Mill. t	168
A III Prospektionskonzessionen auf dem Kontinentalschelf, Stand: 1. 4. 1965	152	B VI Aufgliederung der Rohölimporte der wichtigsten Einfuhrländer West- europas nach der Herkunft in den Jahren 1959 bis 1965, in Mill. t und in %	169
A IV Bergbaukonzessionen in Nigeria, Stand: 1. 4. 1965	153	B VII Die Erdölraffinerien in Afrika, Standort, Kapazitäten, Beteiligun- gen, Stand 1965/66	170
A V Abgelaufene Prospektionskonzes- sionen, Stand: 1. 4. 1965	154	B VIII Das Erdölangebot in den USA in den Jahren 1958 bis 1965, in Mill. Barrels	171
A VI Stratigraphische Tabelle: Präkam- brium bis Quartär, unter besonderer Berücksichtigung der Geologie von Nigeria	155	B IX Aufgliederung der Rohölimporte der USA nach der Herkunft in den Jahren 1958, 1960, 1962, 1964, 1965 in Mill. Barrels	171
A VII Aufschlußbohrungen in Nigeria in den Jahren 1952/53 bis 1963/64	156	C I Die gesetzlich zulässige Abschrei- bung für Rohölgesellschaften	172
A VIII Gesamtlänge der Erdölbohrungen in den Jahren 1951 bis 1964, in engl. Fuß	159	D I Die Glanzkohlereserven Nigerias, in Flözen mit einer Mächtigkeit von mehr als 3,5 engl. Fuß, in Mill. t	173
A IX Die Rohöl- und Erdgasförderung in den einzelnen nigerianischen Erdölfeldern in den Jahren 1957/58 bis 1964/65, in Barrels und 10 ⁶ Ku- bikfuß	160	D II Chemische Analyse der nigeriani- schen Kohle	173
A X Die von den Erdölgesellschaften erwartete Entwicklung der Rohöl- und Erdgasförderung bis zum Jahre 1970, Zeitpunkt der Prognose: Frühjahr 1965	164	D III Das Leistungspotential bestehender und geplanter Wasserkraftwerke in Nigeria, in MW	174
A XI Die Rohöldichte in einzelnen Fel- dern, in API Graden, 60/60° F, g/ml bei 15° C	164	D IV Die Energiereserven Nigerias, Stand 1965, in Mill. t SKE	174
B I Tanker-Umschlagshäfen mit Ein- richtungen für 100 000 t-Tanker	165	D V Die Primärenergiebilanz Nigerias in den Jahren 1950 bis 1964, in 1000 t SKE	zwischen 174/175
B II Marktnotierungen für Rohöl, Ex- portpreise in US-Dollar je Barrel (fob)	165	D VI Umrechnungsfaktoren für Energie- bilanzen in Nigeria	175
B III Die Rohölexporte Nigerias, geglie- dert nach Bestimmungsländern, in Tonnen und N£	166		

Tabelle		Seite	Tabelle		Seite
D VII	Die Entwicklung des Energieaußenhandels (einschließlich der Wiederausfuhren) in 1000 t SKE	175	D XXII	Der regionale Verbrauch der ECN an Energieträgern im Jahre 1963/64	193
D VIII	Die Entwicklung des Energieaußenhandels (ohne Berücksichtigung der Wiederausfuhren) in 1000 t SKE	176	D XXIII	Der Kohle- und Dieselölverbrauch der nigerianischen Eisenbahngesellschaft in den Jahren 1951/52 bis 1963/64, in t und bbl	194
D IX	Der Primärenergieverbrauch Nigerias nach Energieträgern in den Jahren 1950 bis 1964, in 1000 t SKE und in Prozent	176	D XXIV	Der Primärenergieverbrauch der Electricity Corporation of Nigeria in den Jahren 1952/53 bis 1963/64	195
D X	Die Entwicklung des per capita Energieverbrauchs in den Jahren 1950 bis 1964, in kg SKE	177	D XXV	Trendberechnung des Energieverbrauchs	195
D XI	Der Verbrauch einzelner Mineralölfertigprodukte in Nigeria in den Jahren 1950 bis 1964, in 1000 Barrels	177	D XXVI	Berechnung des Energieverbrauchs mit Hilfe der Regressionsgleichung	196
D XII	Der prozentuale Anteil einzelner Mineralölfertigprodukte am Erdölverbrauch Nigerias in den Jahren 1950 bis 1964	178	D XXVII	Berechnung des Bravais Pearsonschen Korrelationskoeffizienten	196
D XIII	Der Außenhandel mit Mineralölfertigprodukten in den Jahren 1950 bis 1964 in 1000 Imperial Gallons und 1000 N£	178	D XXVIII	Jährliche Zuwachsrate des Brutto-sozialprodukts und des Energieverbrauchs im Zeitraum 1950 bis 1964	197
D XIV	Der Absatz von Mineralölfertigprodukten in Nigeria in den Jahren 1961 bis 1964, in 1000 Barrels	183	E I	Die wichtigsten Exportgüter Nigerias in den Jahren 1955 bis 1964, in Mill. N£	197
D XV	Die Diskrepanz zwischen inländischem Bedarf einzelner Marketinggesellschaften und Raffinerie-Output, dargestellt an einem theoretischen Beispiel für das Jahr 1964 (in absoluten Werten)	187	E II	Die wichtigsten Exportgüter Nigerias, geschätzte Entwicklung der Jahre 1965 bis 1970, in Mill. N£	198
D XVI	Die Anlandungspreise für Mineralölfertigprodukte in Nigeria, in den Jahren 1950 bis 1964, in N£ per Imperial Gallon	189	E III	Die Entwicklung der Exportpreise wichtiger nigerianischer Ausfuhr-güter in den Jahren 1954 bis 1964, in N£ je lt	198
D XVII	Die Entwicklung der Einfuhrzölle für Mineralölfertigprodukte, in Pence per Gallon und N£ per Gallon	189	E IV	Die Güterimporte Nigerias nach Warengruppen in den Jahren 1955 bis 1970, in Mill. N£	199
D XVIII	„Open Market Prices“ für Mineralölfertigprodukte, in Städten mit mehr als 7 Tankstellen, Preise in Pence	190	E V	Ein- und Ausfuhr nach Teilen des Internationalen Warenverzeichnisses für den Außenhandel (CST) in den Jahren 1956 bis 1963, in Mill. N£	199
D XIX	Die Marktstellung der Marketinggesellschaften Nigerias, gemessen am Mengen- und Wertumsatz, in 1000 Barrels und in 1000 N£	191	E VI	Die Ausgaben und Einnahmen der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria, in den Jahren 1958 bis 1964, in Mill. N£	200
D XX	Die regionale Verteilung der Tankstellen in Nigeria, gegliedert nach den Verkaufszonen der Mineralölgesellschaften, Stand: 1. 1. 1965	191	E VII	Die Entwicklung der Zahlungsbilanz Nigerias in den Jahren 1958 bis 1964, in Mill. N£	201
D XXI	Die regionale Verteilung der Tankstellen in Nigeria, gegliedert nach der Zahl der Tankstellen in Städten, Stand: 1. 1. 1965	192	E VIII	Die Abgaben der Rohölgesellschaften an den nigerianischen Staat in den Jahren 1954/55 bis 1964/65, in 1000 N£	202
			E IX	Gliederung der „local expenditures“ der Shell-BP nach der Art ihrer Verwendung in den Jahren 1958 bis 1964, in Mill. N£ und in Prozent	203
			E X	Geplanter petrochemischer Industriekomplex in Nigeria	204

STATISTISCHER ANHANG

Tab. A I:

Explorationskonzessionen in Nigeria

Stand: 1. 4. 1965

Konzessions-nummer	Konzessions-nehmer	Beginn der Konzession	Ablauf der Konzession	Verlängerung der Konzession	Konzessions-fläche in Quadrat-meilen
OEL 7	SAFRAP	1. 6. 1964	31. 12. 1964	31. 12. 1964	6 980
OEL 8	SAFRAP	1. 6. 1964	31. 12. 1964	31. 12. 1965	9 227
7 + 8					16 207

Annual Report of the Petroleum Division 1964—65, a. a. O., S. 1 und S. 9.

Tab. A II:

Prospektionskonzessionen auf dem Festland

Stand 1. 4. 1965

Konzessions-nummer	Konzessions-nehmer	Beginn der Konzession	Ablauf der Konzession	Verlängerung der Konzession	Konzessions-fläche in Quadratmeilen
OPL 29	Gulf Oil	1. 12. 1961	30. 11. 1964	30. 11. 1966	1 620
OPL 31	Tennessee	14. 6. 1962	13. 6. 1965		1 995
OPL 32	Gulf Oil	14. 6. 1962	13. 6. 1965		1 440
OPL 33	Tennessee	14. 6. 1962	13. 6. 1965		872
OPL 34	AGIP Oil	14. 6. 1962	13. 6. 1965		2 031
OPL 35	SAFRAP	14. 6. 1962	13. 6. 1965		1 170
OPL 36	Gulf Oil	14. 6. 1962	13. 6. 1965		905
OPL 37	Tennessee	31. 7. 1963	30. 7. 1966		388
OPL 38	SAFRAP	1. 6. 1964	30. 5. 1965		2 018
OPL 39	SAFRAP	1. 6. 1964	30. 5. 1965		2 007
OPL 40	SAFRAP	1. 6. 1964	30. 5. 1965		1 918
OPL 41	SAFRAP	1. 6. 1964	30. 5. 1965		1 999
29 — 41					18 364

Annual Report of the Petroleum Division 1964—65, a. a. O., S. 1 und S. 9.

Tab. A III:

Prospektionskonzessionen auf dem Kontinentalschelf

Stand: 1. 4. 1965

Konzessions-nummer	Konzessions-nehmer	Beginn der Konzession	Ablauf der Konzession	Konzessionsfläche in Quadratmeilen
CSOPL Block A	—	—	—	—
CSOPL Block B	Gulf Oil	1. 4. 1964	31. 3. 1968	981
CSOPL Block C	Gulf Oil	1. 12. 1961	20. 11. 1965	936
CSOPL Block D	Gulf Oil	1. 12. 1961	30. 11. 1965	973
CSOPL Block E	Shell-BP	1. 12. 1961	30. 11. 1965	902
CSOPL Block F	American Overseas	1. 12. 1961	30. 11. 1965	908
CSOPL Block G	American Overseas	1. 12. 1961	30. 11. 1965	1 023
CSOPL Block H	Shell-BP	1. 12. 1961	30. 11. 1965	1 002
CSOPL Block I	Shell-BP	1. 12. 1961	30. 11. 1965	996
CSOPL Block K	Shell-BP	1. 12. 1961	30. 11. 1965	1 006
CSOPL Block L	Mobil Exploration	1. 12. 1961	30. 11. 1965	998
CSOPL Block M	Mobil Exploration	1. 12. 1961	30. 11. 1965	1 027
A—M				10 752

Annual Report of the Petroleum Division 1964—65, a. a. O., S. 1 und S. 9.

Tab. A IV:

Bergbaukonzessionen in Nigeria
Stand: 1. 4. 1965

Konzessionsnummer	Konzessionsnehmer	Beginn der Konzession	Ablauf der Konzession	Konzessionsfläche in Morgen Landes
OML 1	Shell-BP	1. 1. 1960	31. 12. 1989	490 828
OML 2	"	"	"	334 766
OML 3	"	"	"	215 423
OML 4	"	"	"	155 328
OML 5	"	"	"	134 509
OML 6	"	"	"	42 608
OML 7	"	"	"	629 732
OML 8	"	"	"	191 991
OML 9	"	"	"	636 473
OML 10	"	"	"	636 156
OML 11	"	"	"	764 942
OML 12	"	"	"	141 382
OML 13	"	"	"	491 080
OML 14	"	"	"	238 780
OML 15	"	1. 1. 1962	31. 12. 1991	7 658
OML 16	"	"	"	25 630
OML 17	"	"	"	321 018
OML 18	"	"	"	255 636
OML 19	"	"	"	22 700
OML 20	"	"	"	101 327
OML 21	"	"	"	87 887
OML 22	"	"	"	178 716
OML 23	"	"	"	119 318
OML 24	"	"	"	39 797
OML 25	"	"	"	106 187
OML 26	"	"	"	118 616
OML 27	"	"	"	40 657
OML 28	"	"	"	232 887
OML 29	"	"	"	242 550
OML 30	"	"	"	271 249
OML 31	"	"	"	139 103
OML 32	"	"	"	139 617
OML 33	"	"	"	83 705
OML 34	"	"	"	235 439
OML 35	"	"	"	282 805
OML 36	"	"	"	83 511
OML 37	"	"	"	31 283
OML 38	"	"	"	531 613
OML 39	"	"	"	91 025
OML 40	"	"	"	122 810
OML 41	"	"	"	72 019
OML 42	"	"	"	201 061
OML 43	"	"	"	189 751
OML 44	"	"	"	30 172
OML 45	"	"	"	18 823
OML 46	"	"	"	266 514

Annual Report of the Petroleum Division for the Year ended 31 st March 1963. Federal Ministry of Mines and Power, Lagos 1964, S. 12.

Tab. A V:

Abgelaufene Prospektionskonzessionen
Stand: 1. 4. 1965

Konzessions- nummer	Konzessions- nehmer	Beginn der Konzession	Ablauf der Konzession	Konzessionsfläche in Quadratmeilen
OPL 8	Shell-BP	19. 1. 1955	18. 1. 1960	1952
OPL 9	„	„	„	1931
OPL 10	„	„	„	1945
OPL 11	„	„	„	1968
OPL 12	„	„	„	1940
OPL 13	„	„	„	1942
OPL 14	„	„	„	600
OPL 15	„	„	„	1989
OPL 16	„	„	„	1988
OPL 17	„	„	„	1963
OPL 18	„	„	„	1975
OPL 19	„	„	„	1848
OPL 20	„	19. 1. 1957	18. 1. 1962	1977
OPL 21	„	„	„	1979
OPL 22	„	„	„	1984
OPL 23	„	„	„	1975
OPL 24	„	„	„	1985
OPL 25	„	„	„	1975
OPL 26	„	„	„	1833
OPL 27	„	„	„	990
OPL 28	Tennessee	1. 4. 1960	31. 3. 1965	1987
OPL 30	„	30. 9. 1961	29. 3. 1964	1501

Zusammengestellt nach:

Annual Report of the Mines Division, for the Year ended 31 st March 1960, Federal Govern-
ment Printer, Lagos 1961, S. 53.

Annual Report of the Petroleum Division 1964—65, a. a. O., S. 1 und S. 9.

Tab. A VI:

Stratigraphische Tabelle: Präkambrium bis Quartär
unter besonderer Berücksichtigung der Geologie von Nigeria

Zeit- alter	Formation	Abteilung	Stufe	Maximale Dicke ft.	Wichtige Daten zum geologischen All- gemeinbild Nigerias
Känozoikum	Quartär	Holozän			Vulkanische Formationen in Kamerun, am Josplateau und Biuplateau, fluvatile Ablagerungen
		Pleistozän			Ablagerung der Chadformation Ablagerung der Gwanduformation Ablagerung des Küstensandes (Coastal Plains Sand)
	Tertiär	Pliozän			Kalk- und Tonablagerungen an der Küste
		Miozän			Ablagerungen von Erdöl- und Braun- kohleformationen in Ostnigeria
				4 800	Ablagerungen der Bende-Ameki For- mationen in Ostnigeria
		Oligozän			
		Eozän			Ablagerungen des Imo Tons (Imo Clay- shale) in Ostnigeria
		Paleozän		4 000 +	Extrusion von Basalt in Kamerun und um das Jos-, Biu- und Longudaplateau Ablagerungen der Kerri-Kerri Forma- tion in der Bornu- und Bauchiprovinz Ablagerungen von Sedimenten in West- nigeria Entwicklung der kohlebildenden Sümpfe in der Onitsha-Benue- und Kabbaprovinz
Mesozoikum	Kreide		Maastricht	1 100 +	Upper Coal Measures
				1 100 +	False-bedded Sandstones
			Campan	1 300	Lower Coal Measures
		Obere Kreide	Santon Turon Cenoman	9 000 +	Ablagerungen von Kreideschichten in Ost- und Westnigeria, im Niger- und Benuetal und in der Sokotoprovinz
		Untere Kreide	Alb Apt Neokom	6 000 +	
Paläozoikum	Jura				
	Trias				
	Perm				
	Karbon				Diese geologischen Schichten konnten bisher nicht eindeutig in Nigeria nach- gewiesen werden.
	Devon				
	Silur				
	Ordovizium				
	Kambrium				
	Präkambrium	Algonkium			
		Archaikum			

Zusammengestellt nach:
Murawski, Hans, Geologisches Wörterbuch, Stuttgart 1963, Tab. III Anhang.
Minerals and Industry in Nigeria, a. a. O., S. 14.
Swardt, de A. M. J. and Casey, O. P., a. a. O., S. 5.

Tab. A VII:

Aufschlußbohrungen in Nigeria
in den Jahren 1952/53 bis 1963/64

Jahr der Fertig- stellung	Name der Bohrstelle	Tiefe in Fuß	Gesell- schaft	Ergebnis der Bohrung ^a
1952/53	Ihuo	11 228	Shell-BP	—
1953/54	Amansiodo	7 516	"	—
1953/54	Akata	11 121	"	—
1954/55	Nzam	12 046	"	—
1954/55	Ogbadu	7 502	"	—
1954/55	Ituk 1	7 837	"	—
1954/55	Benin	6 387	"	—
1955/56	Akukwa 1	7 883	"	Erdgas
1955/56	Ekim	8 916	"	—
1955/56	Oloibiri 1	12 008	"	Rohöl
1955/56	Umuna	7 525	"	—
1956/57	Afam 1	10 207	"	Rohöl
1956/57	Ibotio	9 908	"	—
1957/58	Elele	10 635	"	—
1957/58	Soku 1	11 557	"	Rohöl
1957/58	Ikpe 1	8 953	"	Erdgas
1957/58	Ossiomo 1	12 063	"	—
1958/59	Bomu 1	10 269	"	Rohöl
1958/59	Ebubu 1	11 947	"	Rohöl
1958/59	Aiddo 1	10 544	"	—
1958/59	Uda 1	11 312	"	—
1958/59	Bonny 1	12 023	"	—
1958/59	Obigbo 1	11 446	"	Rohöl
1958/59	Ethiope 1	13 100	"	—
1958/59	Ohuru 1	10 166	"	Rohöl
1958/59	Uquo 1	10 350	"	Rohöl
1958/59	Krakama 1	11 530	"	Rohöl
1958/59	Lubara Creek	11 047	"	—
1958/59	Ekulama 1	10 483	"	Rohöl
1958/59	Miriegbe 1	10 516	"	—
1958/59	Ubulu 1	11 430	"	—
1958/59	Anua 1	11 555	"	—
1958/59	Ibotio 2	10 831	"	—
1958/59	Ikono 1	11 050	"	—
1958/59	Imo River	9 651	"	Rohöl
1958/59	Korokoro	10 500	"	Rohöl
1958/59	Ikang 1	11 189	"	—
1958/59	Ubium 1	6 880	"	—
1959/60	Bonny Beach 1	12 001	"	—
1959/60	Bodo 1	10 001	"	Erdgas
1959/60	Ikweke	9 501	"	—
1959/60	Benin West 1	8 691	"	—
1959/60	Amojie	9 045	"	—
1959/60	Olumbe	11 005	"	—
1959/60	Bonny 2	12 254	"	Rohöl
1959/60	Ibesit	10 140	"	—
1959/60	Ika	12 012	"	Erdgas
1959/60	Akrika	10 003	"	—
1959/60	Okoloma	10 040	"	Rohöl

Jahr der Fertig- stellung	Name der Bohrstelle	Tiefe in Fuß	Gesell- schaft	Ergebnis der Bohrung ^a
1959/60	Ughelli	12 022	"	Rohöl
1959/60	Bende	11 534	"	—
1959/60	Andoni	9 987	"	—
1959/60	Nsit	7 351	"	—
1959/60	Okuru	6 045	"	Rohöl
1959/60	Uruan	11 535	"	—
1959/60	Elelewa	11 000	"	Rohöl
1959/60	Aba Town	8 008	"	Erdgas
1959/60	Lubara Creek 2	10 000	"	—
1959/60	Igrita Umuechem	10 700	"	Rohöl
1959/60	Ukana	8 185	"	—
1959/60	Etinan	7 010	"	—
1959/60	Ngwa	8 828	"	—
1959/60	Alakiri	11 490	"	Rohöl
1959/60	Utu	8 696	"	—
1959/60	Ibibio	9 179	"	Rohöl
1959/60	Akassa Creek	12 385	"	—
1959/60	Umuowa	6 803	"	—
1959/60	Utapate	10 356	"	—
1959/60	Dimneze	10 512	"	—
1959/60	Midim	9 376	"	—
1959/60	Oza	10 757	"	Rohöl
1959/60	Santa Barbara	12 003	"	Rohöl
1959/60	Kwa Ibo	9 500	"	—
1959/60	Afowo	7 051	Mobil	—
1960/61	Opobo South	11 250	Shell-BP	—
1960/61	Ramos River	14 020	"	—
1960/61	Buguma Creek	12 195	"	Rohöl
1960/61	Patani	12 054	"	Rohöl
1960/61	Nun River	14 558	"	Rohöl
1960/61	Udeduma Creek	12 492	"	—
1960/61	Apara	12 000	"	Rohöl
1960/61	Elepa	12 640	"	Rohöl
1960/61	Soku 2	12 022	"	Rohöl
1960/61	Agbada	12 020	"	Rohöl
1960/61	Ughelli 2	13 834	"	Rohöl
1960/61	Escravos River	12 205	"	—
1960/61	Egbema	10 470	"	Rohöl
1960/61	Kumbowei	12 975	"	—
1960/61	Odegu	12 008	"	—
1960/61	Kokori	12 495	"	Rohöl
1960/61	Ubefan	12 788	"	—
1960/61	Ogume	13 000	"	—
1960/61	Eriemu	12 500	"	Rohöl
1960/61	Egbedi Creek	12 294	"	Rohöl
1960/61	Rumuekpe	12 015	"	Rohöl
1960/61	Isoko	14 024	"	Rohöl
1960/61	Ojo	6 326	Mobil	—
1960/61	Ileppawo	5 662	"	—
1960/61	Bodashe	4 954	"	—
1961/62	Okoporo	12 381	Shell-BP	—
1961/62	Kolo Creek	12 719	"	—
1961/62	Assa	11 300	"	Rohöl
1961/62	Bassan	13 267	"	—

Jahr der Fertig- stellung	Name der Bohrstelle	Tiefe in Fuß	Gesell- schaft	Ergebnis der Bohrung ^a
1961/62	Ubie	13 086	„	Rohöl
1961/62	Warri River	12 264	„	Rohöl
1961/62	Awaizombe	10 650	„	—
1961/62	Galisoma	14 325	„	—
1961/62	Abok	13 197	„	Rohöl
1962/63	Yomene	9 500	„	—
1962/63	Krakama E.	12 715	„	—
1962/63	Opukushi	13 400	„	Rohöl
1962/63	Tabangh	11 627	„	—
1962/63	Bodo West	9 705	„	Rohöl
1962/63	Yokuru	10 000	„	Rohöl
1962/63	Olomoro	12 946	„	Rohöl
1962/63	Soku 3	12 391	„	—
1962/63	Ozoro	11 265	„	Rohöl
1962/63	Cawthorne	13 292	„	Rohöl
1962/63	Ise 1	6 621	Tennessee	—
1962/63	Ise 2	5 997	„	—
1962/63	Orimedu	5 310	„	—
1963/64	Hughes Channel 1	12 500	Shell-BP	—
1963/64	Buguma 2	12 500	„	Rohöl
1963/64	Patani 2	12 516	„	Rohöl
1963/64	Elele 2	10 500	„	—
1963/64	Alimini	10 500	„	Rohöl
1963/64	Alakiri	10 753	„	Rohöl
1963/64	Ughelli 4	13 577	„	—
1963/64	Walima 1	10 323	„	—
1963/64	Orho 1	12 028	„	Rohöl
1963/64	Evo 1	11 031	„	—
1963/64	Korokoro 5	10 218	„	Rohöl
1963/64	Olomoro 4	10 301	„	Rohöl
1963/64	Olomoro 3	10 300	„	Rohöl
1963/64	Bodo West 2	11 392	„	Rohöl
1963/64	Agbada 2	9 500	„	Rohöl
1963/64	Nkali 1	10 921	„	Rohöl
1963/64	Ubima 1	10 698	„	Rohöl
1963/64	Umuanwa 1	9 800	„	Rohöl
1963/64	Obele 1	10 147	„	Rohöl
1963/64	Bonny North 1	11 920	„	—
1963/64	Oweh 1	12 300	„	Rohöl
1963/64	Osiama Creek 1	13 832	„	—
1963/64	Ndele 1	10 795	„	—
1963/64	Banghan 1	9 868	„	Rohöl
1963/64	Buguma South 1	12 128	„	—
1963/64	Kulama	13 476	Am. Overseas	Rohöl
1963/64	Sengana	9 000	„	Erdgas
1963/64	BD — 1 X	9 134	Gulf	Rohöl
1963/64	LA — 1	11 285	Mobil	Rohöl

Zusammengestellt und berechnet nach:

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year ended 31 st March 1963, a. a. O., S. 13.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 5 f.

Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1961—62, Federal Ministry of Information, Lagos 1963, S. 11.

Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1960—61, Federal Ministry of Information, Lagos 1962, S. 10.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1959—60, Federal Printing Division, Lagos 1961, S. 10 f.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1958—59, Federal Printing Division, Lagos 1961, S. 11.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1957—58, Federal Government Printer, Lagos 1959, S. 12.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1956—57, Federal Government Printer, Lagos 1957, S. 10 f.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1955—56, Federal Government Printer, Lagos 1957, S. 11 f.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1954—55, Federal Government Printer, Lagos 1956, S. 9 f.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1953—54, Federal Government Printer, Lagos 1954, S. 17 f.
 Annual Report of the Geological Survey, for the Year 1952—53, Federal Government Printer, Lagos 1954, S. 17 f.
 Schriftliche Mitteilung der Shell-BP Petroleum Development Company, Lagos, vom 7 th October 1965.
 * Trockenbohrungen werden mit der Signatur „—“ dargestellt.

Tab. A VIII:

Gesamtlänge der Erdölbohrungen
 in den Jahren 1951 bis 1964
 in engl. Fuß

Jahr	Aufschluß- bohrung in Fuß	Schätz- und Förderbohrung in Fuß	Gesamtbohrung in Fuß
1951—53	29 000	—	29 000
1954	33 000	9 200	42 200
1955	52 000	22 600	74 600
1956	10 200	48 394	58 594
1957	33 500	96 400	129 900
1958	177 500	133 246	310 746
1959	395 900	131 141	527 041
1960	287 000	74 600	361 600
1961	163 300	121 000	284 300
1962	92 800	298 900	391 700
1963	244 500	304 900	549 400
1964	460 345	615 632	1 075 977

Zusammengestellt nach:

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 14.
 Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 10.

Tab. A IX:

Die Rohöl- und Erdgasförderung in den einzelnen nigerianischen Erdölfeldern
in den Jahren 1957/58 bis 1964/65
in Barrels und 10⁶ Kubikfuß

Erdölfelder	Jahr	1957/58			
		Rohölförderung in Barrels	Erdgasförderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	<i>Erdgas</i> Rohöl Relation cf/bbl
Oloibiri		71 465	22 939	58	0,321
Afam		155 339	218 396	1 991	1,406
Bomu		—	—	—	—
Ebubu		—	—	—	—
Imo River		—	—	—	—
Korokoro		—	—	—	—
Apara		—	—	—	—
Elelenwa		—	—	—	—
Umuechem		—	—	—	—
Obigbo North		—	—	—	—
Agbada		—	—	—	—
Usere East		—	—	—	—
Okan		—	—	—	—
Andere		5 128	5 407	—	1,056
Insgesamt		231 932	246 742	2 049	1,064

Erdölfelder	Jahr	1958/59			
		Rohölförderung in Barrels	Erdgasförderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	<i>Erdgas</i> Rohöl Relation cf/bbl
Oloibiri		1 287 075	692 953	95 216	0,538
Afam		685 856	1 160 554	59 221	1,692
Bomu		207 607	103 504	247	0,499
Ebubu		930	735	167	0,790
Imo River		—	—	—	—
Korokoro		—	—	—	—
Apara		—	—	—	—
Elelenwa		—	—	—	—
Umuechem		—	—	—	—
Obigbo North		—	—	—	—
Agbada		—	—	—	—
Usere East		—	—	—	—
Okan		—	—	—	—
Andere		77 208	55 826	5 540	0,723
Insgesamt		2 258 676	2 013 572	160 391	0,891

Erdöl- felder	Jahr	1959/60			
	Rohölför- derung in Barrels	Erdgas- förderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	<i>Erdgas</i> Rohöl Relation cf/bbl	<i>Wasser</i> Rohöl in %
Oloibiri	1 903 526	772 126	651 206	0,406	40,56
Afam	1 073 992	3 208 813	279 319	2,988	26,01
Bomu	1 198 607	665 622	1 855	0,555	0,15
Ebubu	763 848	523 756	3 156	0,686	0,41
Imo River	—	—	—	—	—
Korokoro	—	—	—	—	—
Apara	—	—	—	—	—
Elelenwa	—	—	—	—	—
Umuechem	—	—	—	—	—
Obigbo North	—	—	—	—	—
Agbada	—	—	—	—	—
Usere East	—	—	—	—	—
Okan	—	—	—	—	—
Andere	51 229	333 489	10 433	6,510	20,47
Insgesamt	4 991 202	5 503 806	945 969	1,103	18,95

Erdöl- felder	Jahr	1960/61			
	Rohölför- derung in Barrels	Erdgas- förderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	<i>Erdgas</i> Rohöl Relation cf/bbl	<i>Wasser</i> Rohöl in %
Oloibiri	1 579 074	546 571	574 147	0,346	36,36
Afam	306 143	1 352 270	122 085	4,418	39,88
Bomu	4 048 038	2 533 665	1 735	0,626	0,04
Ebubu	709 218	516 868	1 606	0,729	0,23
Imo River	—	—	—	—	—
Korokoro	—	—	—	—	—
Apara	—	—	—	—	—
Elelenwa	—	—	—	—	—
Umuechem	—	—	—	—	—
Obigbo North	—	—	—	—	—
Agbada	—	—	—	—	—
Usere East	—	—	—	—	—
Okan	—	—	—	—	—
Andere	—	—	—	—	—
Insgesamt	6 642 473	4 949 374	699 573	0,745	10,53

Erdöl- felder	Jahr	1961/62			
	Rohölför- derung in Barrels	Erdgas- förderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	<i>Erdgas</i> Rohöl Relation cf/bbl	<i>Wasser</i> Rohöl in %
Oloibiri	904 221	302 884	237 346	0,335	26,25
Afam	872 742	1 976 116	120 253	2,264	13,78
Bomu	17 221 927	10 087 045	5 850	0,586	0,03
Ebubu	915 383	786 487	7 863	0,827	0,86
Imo River	915 890	501 779	4 092	0,548	0,45
Korokoro	13 391	40 079	110	3,000	0,82
Apara	91 661	107 319	0	1,170	0,00
Elelenwa	—	—	—	—	—
Umuechem	—	—	—	—	—
Obigbo North	—	—	—	—	—
Agbada	—	—	—	—	—
Usere East	—	—	—	—	—
Okan	—	—	—	—	—
Andere	—	—	—	—	—
Insgesamt	20 935 215	13 801 669	375 514	0,659	1,79

Erdöl- felder	Jahr	1962/63			
	Rohölför- derung in Barrels	Erdgas- förderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	<i>Erdgas</i> Rohöl Relation cf/bbl	<i>Wasser</i> Rohöl in %
Oloibiri	644 113	235 214	4 349	0,365	0,66
Afam	686 515	1 734 974	3 083	2,527	0,45
Bomu	19 161 651	11 912 332	18 548	0,621	0,10
Ebubu	411 909	232 989	25	0,566	0,01
Imo River	2 891 861	1 996 464	7 792	0,690	0,27
Korokoro	306 074	418 573	0	1,367	0,00
Apara	565 849	719 738	982	1,272	0,17
Elelenwa	207 806	563 344	0	2,711	0,00
Umuechem	—	—	—	—	—
Obigbo North	—	—	—	—	—
Agbada	—	—	—	—	—
Usere East	—	—	—	—	—
Okan	—	—	—	—	—
Andere	166 666	345 621	577	2,074	0,35
Insgesamt	25 042 444	18 159 249	35 356	0,725	0,14

Erdölfelder	Jahr	1963/64			
	Rohölförderung in Barrels	Erdgasförderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	Erdgas Rohöl Relation cf/bbl	Wasser Rohöl in %
Oloibiri	1 438 010	656 506	1 437	0,457	0,10
Afam	815 214	1 955 422	2 887	2,399	0,36
Bomu	18 705 917	12 434 270	70 503	0,665	0,38
Ebubu	471 001	287 770	0	0,611	0,00
Imo River	4 714 041	4 166 843	4 231	0,884	0,09
Korokoro	646 019	882 531	225	1,366	0,04
Apara	628 405	804 662	5 410	1,280	0,86
Elelenwa	88 582	270 686	0	3,055	0,00
Umuechem	2 078 727	2 314 941	355	1,114	0,001
Obigbo North	—	—	—	—	—
Agbada	—	—	—	—	—
Usere East ^a	—	—	—	—	—
Okan ^b	—	—	—	—	—
Andere	8 266	4 540	0	0,570	0,00
Insgesamt	29 590 450	23 778 173	85 048	0,864	0,29

Erdölfelder	Jahr	1964/65			
	Rohölförderung in Barrels	Erdgasförderung in 10 ⁶ cf	Wasser in Barrels	Erdgas Rohöl Relation cf/bbl	Wasser Rohöl in %
Oloibiri	1 527 800	592 490	2 672	0,388	0,17
Afam	880 020	2 361 322	2 275	2,683	0,26
Bomu	21 078 592	14 676 468	23 890	0,696	0,11
Ebubu	1 370 870	1 067 526	2 774	0,779	0,20
Imo River	12 799 564	7 534 946	10 903	0,589	0,09
Korokoro	5 860 612	6 650 079	7 162	1,135	0,12
Apara	447 020	1 177 441	41,5	2,634	0,01
Elelenwa	—	—	—	—	—
Umuechem	9 294 745	11 167 436	4 935	1,201	0,05
Obigbo North	1 119 287	956 653	2 057	0,855	0,18
Agbada	321 997	453 807	27,5	1,409	0,01
Usere East ^a	3 016	1 539	—	0,510	0,00
Okan ^b	276 652	196 173	539,3	0,709	0,19
Andere	870	561	0	0,647	0,00
Insgesamt	54 981 045	46 836 441	57 276,3	0,852	0,10

Zusammengestellt und berechnet nach:

Annual Report of the Mines Division, for the Year ended 31 st March 1960, a. a. O., S. 50 f.

Annual Report of the Mines Division, for the Year 1960—61, Federal Ministry of Information, Lagos 1962, S. 39.

Annual Report of the Mines Division, for the Year ended 31 st March 1962, a. a. O., S. 58.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year ended 31 st March 1963, a. a. O., S. 15.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 15.

Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 10.

^a Förderbeginn: März 1965; zum Teil Testförderung.

^b Förderbeginn: März 1965.

Tab. A X:

Die von den Erdölgesellschaften erwartete Entwicklung der Rohöl- und Erdgasförderung
bis zum Jahre 1970
Zeitpunkt der Prognose:
Frühjahr 1965

Jahr ^a	Shell-BP Barrels/ Tag	Newcomers Barrels/ Tag	Rohölförderung		in Mill. Tonnen	Erdgasförderung (Erdölgas) in 10 ⁹ Kubikfuß
			Insgesamt in Barrels/ Tag	Insgesamt in Mill. Barrels		
1958	5 140	—	5 140	1,876	0,253	1,609
1959	11 221	—	11 221	4,096	0,556	4,939
1960	17 397	—	17 397	6,367	0,863	5,095
1961	46 033	—	46 033	16,802	2,259	10,943
1962	67 462	—	67 462	24,624	3,314	17,179
1963	76 475	—	76 475	27,913	3,723	22,106
1964	120 210	—	120 210	43,997	5,858	36,333
1965	220 000	25 000	245 000	89,4	12,1	71,5
1966	270 000	50 000	320 000	116,8	15,8	93,4
1967	320 000	100 000	420 000	153,3	20,7	122,6
1968	370 000	150 000	520 000	190,3	25,7	152,2
1969	420 000	200 000	620 000	226,3	30,6	181,0
1970	470 000	250 000	720 000	262,8	35,5	210,2

Zusammengestellt nach persönlichen Mitteilungen der Erdölgesellschaften: Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria, Nigerian Gulf Oil Company und der SAFRAP Nigeria Ltd.

^a Diese Angaben beziehen sich auf Kalenderjahre.

Tab. A XI:

Die Rohöldichte in einzelnen Feldern
in API Graden, 60/60° F, g/ml bei 15° C

Rohölfeld	Fördergesellschaft	API Gravity 60° F API Grad	Dichteverhältnis 60/60° F	Dichte d ₁₅ g/ml
Oloibiri	Shell-BP	23	0,9159	0,9153
Afam	Shell-BP	46	0,7972	0,7968
Bomu	Shell-BP	34	0,8550	0,8545
Ebubu	Shell-BP	28	0,8871	0,8867
Imo River	Shell-BP	28	0,8871	0,8867
Elelenwa	Shell-BP	38	0,8348	0,8344
Umuechem	Shell-BP	39	0,8299	0,8295
Bonny	Shell-BP	31	0,8708	0,8703
Soku	Shell-BP	33	0,8602	0,8597
Okan 1	Gulf Oil	34	0,8550	0,8545
LA 1	Mobil Expl.	35	0,8499	0,8494

Zusammengestellt nach:
Arthur D. Little, Energy in Nigeria and attendant Opportunity for Industrial Development, a. a. O., S. 58.
Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 5 f.
Lehmann, Gerhard H., Erdöl-Lexikon, Mainz und Heidelberg 1964, S. 59 f.

Tab. B I:

Tanker-Umschlagshäfen mit Einrichtungen für 100 000 t Tanker

Tankerumschlagshäfen	Betriebs- gesellschaft	Wassertiefe in Fuß
<i>Persischer Golf</i>		
Insel Charg	Iranian Oil Expl.	65
Khor Al Amaya	Basrah Petr.	50
Mena Abdulla	Am. Indep.	51
Ras al Khafji	Arabian Oil	50
Ras Tanura	Aramco	49
<i>Östliches Mittelmeer</i>		
Banias, Syrien	IPC	52,6
Sidon	Trans. Arab. Pipeline Co.	48
Tripolis	Hafenverwaltung	55
<i>Nordafrika</i>		
Es Sidr, Libyen	Oasis Oil	54
Mersa el Brea, Libyen	Esso Sirte	54
Ras Lanuf, Libyen	Sircita	70
La Schkirra, Tunesien	Cap. di Porto	51

o. V., Riesenhäfen für Mammot-Tanker, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 10, Oktober 1965, S. 381 ff.

Tab. B II:

Marktnotierungen für Rohöl
Exportpreise in US-Dollar je Barrel (f o b)

<i>Fördergebiet</i>	Förderge- sellschaft	API-Dichte	Exportpreis (fob) in US-Dollar je bbl.	Gültig ab:
<i>Venezuela</i>				
Santa Rosa, Puerto la Cruz	Shell	50,0—51,0	3,15	4. 4. 1959
San Joaquin, Puerto la Cruz	Shell	41,0—41,9	3,10	4. 4. 1959
Oficina, Puerto la Cruz	Shell	35,0—35,9	2,80	4. 4. 1959
Paconsib, Cardon	Shell	33,0—33,9	2,70	4. 4. 1959
Mesa, Puerto la Cruz	Shell	30,0—30,9	2,53	4. 4. 1959
Lagotrecó, Bachaquero	Shell	28,0—28,9	2,31	11. 5. 1960
<i>Naher Osten, Verschiffung Pers. Golf</i>				
Arab. Leicht, Ras Tanura	Mobil	34,0—34,9	1,80	9. 8. 1960
Arab. Mittelschwer, Ras Tanura	Mobil	31,0—31,9	1,59	9. 8. 1961
Arab. Schwer, Ras Tanura	Mobil	27,0—27,9	1,47	9. 8. 1960
Iran Leicht, Bender Maschur	Shell	34,0—34,9	1,78	8. 9. 1960
Iran, Insel Charg	Shell	31,0—31,9	1,63	8. 9. 1960
Irak-Basrah, Fao	Shell	35,0—35,9	1,72	8. 9. 1960
Kuwait, Mena el Ahmadi	Mobil	31,0—31,9	1,59	9. 8. 1960
Katar, Umm Said	Shell	41,0—41,9	1,95	8. 9. 1960

Naher Osten, Verschiffung Mittelmeer

Arab. Leicht, Sidon	Mobil	34,0—34,9	2,17	9. 8. 1960
Irak, Tripolis/Banias	Shell	36,0—36,9	2,21	8. 9. 1960
Irak, Tripolis/Banias	Shell	34,0—34,9	2,07	8. 9. 1960

Nord-Afrika

Libyen, Mersa el Brega	Esso	39,0—39,9	2,21	12. 8. 1960
Algerien, Hassi Messaoud	CFP	40 und leichter	2,35	1. 1. 1964
Algerien, Zarzaitine, La Schirra	RAP	40 und leichter	2,30	1. 1. 1964
Algerien, Arzew	SAFRAP	40 und leichter	2,365	1. 12. 1965

Nigeria

Bonny (realised prices)	Shell/BP	34 °	ca. 2,1	1958—1964
-------------------------	----------	------	---------	-----------

Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 5, Mai 1965, S. 198.

Tab. B III:

Die Robölexporte Nigerias
gegliedert nach Bestimmungsländern
in Tonnen und N£

Bestimmungsländer	Menge		1958	Preis je t, in N£
	t	%	Wert N£	
Großbritannien	103 574	42,3	413 807	4,0
Benelux-Länder	141 420	57,7	565 016	4,0
BRD	—	—	—	—
Ghana	—	—	—	—
niederl. Besitzungen	—	—	—	—
in Amerika	—	—	—	—
Frankreich	—	—	—	—
Marokko	—	—	—	—
Insgesamt	244 994	100	978 823	4,0
1959				
Großbritannien	350 592	65,2	1 761 394	5,02
Benelux-Länder	187 232	34,8	940 666	5,02
BRD	—	—	—	—
Ghana	—	—	—	—
niederl. Besitzungen	—	—	—	—
in Amerika	—	—	—	—
Frankreich	—	—	—	—
Marokko	—	—	—	—
Insgesamt	537 824	100	2 702 060	5,02
1960				
Großbritannien	779 999	94,2	4 154 228	5,33
Benelux-Länder	47 703	5,8	254 060	5,33
BRD	—	—	—	—
Ghana	—	—	—	—
niederl. Besitzungen	—	—	—	—
in Amerika	—	—	—	—
Frankreich	—	—	—	—
Marokko	—	—	—	—
Insgesamt	827 702	100	4 408 288	5,33

Bestimmungsländer	Menge		Wert N£	Preis je t, in N£
	t	%		
1961				
Großbritannien	2 224 140	100	11 545 530	5,19
Benelux-Länder	—	—	—	—
BRD	—	—	—	—
Ghana	—	—	—	—
niederl. Besitzungen	—	—	—	—
in Amerika	—	—	—	—
Frankreich	—	—	—	—
Marokko	—	—	—	—
Insgesamt	2 224 140	100	11 545 530	5,19
1962				
Großbritannien	2 303 710	68,4	12 051 913	5,23
Benelux-Länder	581 404	17,3	3 004 043	5,17
BRD	464 982	13,8	1 592 983	3,43
Ghana	17 408	0,5	89 941	5,17
niederl. Besitzungen	—	—	—	—
in Amerika	—	—	—	—
Frankreich	—	—	—	—
Marokko	—	—	—	—
Insgesamt	3 367 504	100	16 738 880	4,97
1963				
Großbritannien	2 265 023	61,3	12 367 728	5,46
Benelux-Länder	262 344	7,1	1 432 478	5,46
BRD	960 695	26,0	5 245 692	5,46
Ghana	188 444	5,1	1 028 963	5,46
niederl. Besitzungen	—	—	—	—
in Amerika	18 475	0,5	100 879	5,46
Frankreich	—	—	—	—
Marokko	—	—	—	—
Insgesamt	3 694 981	100	20 175 740	5,46
1964				
Großbritannien	3 332 644	57,7	18 348 953	5,51
Benelux-Länder	78 429	1,4	528 683	6,74
BRD	1 483 975	25,7	8 341 886	5,62
Ghana	503 301	8,7	2 794 905	5,55
niederl. Besitzungen	—	—	—	—
in Amerika	75 735	1,3	421 167	5,56
Frankreich	253 548	4,4	1 410 263	5,56
Marokko	37 866	0,7	210 584	5,56
Insgesamt	5 782 608	100	32 056 802	5,54

Zusammengestellt und berechnet nach:

Nigerian Trade Summary, Vol. 42, Lagos, December 1957, S. 34.
Nigerian Trade Summary, Vol. 43, Lagos, December 1958, S. 34.
Nigerian Trade Summary, Vol. 44, Lagos, December 1959, S. 34.
Nigerian Trade Summary, Vol. 45, Lagos, December 1960, S. 34.
Nigerian Trade Summary, Vol. 46, Lagos, December 1961, S. 34.
Nigerian Trade Summary, Vol. 47, Lagos, December 1962, S. 181.
Nigerian Trade Summary, Vol. 48, Lagos, December 1963, S. 226.
Nigerian Trade Summary, Vol. 49, Lagos, December 1964, S. 231.

Tab. B IV:

Robölangebot und -nachfrage in Westeuropa
in den Jahren 1958 bis 1965 in Mill. t und in %

	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
<i>Angebot</i>								
Eigenförderung	11,9	12,7	14,0	14,9	15,6	16,7	18,2	18,8
Einfuhrüberschuß an Rohöl	126,2	143,0	165,5	192,1	212,4	239,7	284,2	326,3
Gesamtangebot an Rohöl	138,1	155,7	179,5	207,0	228,0	256,4	302,4	345,1
Entsprechende Erzeugnis- ausbeute ^a	127,7	144,0	166,0	191,5	210,9	237,1	279,7	319,2
Einfuhrüberschuß an Erzeugnissen	15,7	18,4	21,5	18,7	27,0	36,5	37,6	32,9
Gesamtangebot an Erzeugnissen	143,4	162,4	187,5	210,2	237,2	273,6	317,3	352,1
Zunahme gegenüber dem Vorjahr in %	15,0	13,2	15,5	12,2	13,2	15,0	16,0	10,8
<i>Nachfrage nach Erzeugnissen</i>								
Inlandsverbrauch	125,3	141,0	164,9	184,4	217,5	253,7	290,0	322,0
Hochseebunker	15,3	16,1	19,4	21,8	23,3	23,4	26,4	28,0
Gesamtverbrauch	140,6	157,1	184,3	206,2	240,8	277,1	316,4	350,0
Zunahme gegenüber dem Vorjahr in %	16,8	11,7	17,3	11,8	16,9	15,0	14,2	10,6

Zusammengestellt nach:

o. V., Neue Ölbezugsquellen Europas in Afrika, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 4, April 1966, S. 126.

o. V., Gewaltiger Umsatz des europäischen Ölhandels, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 4, April 1965, S. 125.

^a Angenommener Raffinerieeigenbedarf und Verluste: 7,5 %.

Tab. B V:

Die Robölimporte der Länder Westeuropas
in den Jahren 1958 bis 1965 in Mill. t

Länder	Jahre	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
BRD		10,8	16,7	23,3	29,7	33,3	40,4	51,7	59,1
Italien		22,4	24,8	28,8	33,4	40,0	46,1	55,2	66,5
Frankreich		28,4	29,2	31,0	35,0	37,2	43,3	49,3	58,6
Holland		14,1	12,7	16,5	19,3	19,9	20,9	23,4	26,4
Belgien/Luxemburg		6,5	6,5	6,9	7,8	8,1	10,4	12,9	16,0
EWG		82,2	89,8	106,4	125,2	138,4	161,0	192,5	226,5
Großbritannien		34,5	40,2	45,0	49,9	53,5	55,4	60,4	67,2
Schweden		2,2	2,4	2,6	2,6	2,5	2,7	3,6	3,8
Dänemark		n ^a	n	n	0,2	1,3	1,8	3,0	3,4
Schweiz		—	—	—	—	—	0,3	0,8	1,2
Norwegen		0,1	0,1	0,2	1,7	2,4	2,5	2,7	2,8
Österreich		—	0,4	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,7
Portugal		1,1	1,3	1,3	1,4	1,3	1,3	1,5	1,7
EFTA		37,9	44,5	49,7	56,3	61,6	64,9	72,9	80,7
Spanien		3,9	4,1	4,0	4,7	9,7	10,5	12,6	13,2
Finnland		—	—	1,1	1,4	1,5	1,5	3,1	2,3
Griechenland		0,1	1,7	1,7	1,6	1,5	n	1,7	1,8
Irland		—	—	1,4	1,4	1,6	1,7	1,8	2,1
Sonst. Länder		4,0	5,8	8,2	9,1	14,3	13,7	19,2	19,4
Westl. Europa insgesamt		124,1	140,8	164,3	190,7	208,6	239,7	284,6	326,6
Zunahme gegenüber dem Vorjahr in %		—	13,5	16,7	16,1	9,4	14,9	18,7	14,8

Zusammengestellt und berechnet nach:

o. V., Neue Ölbezugsquellen Europas in Afrika, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 26.

o. V., Gewaltiger Umsatz des europäischen Ölhandels, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 125.

^a n = bedeutet weniger als 0,1 Mill. t.

Tab. B VI: *Aufgliederung der Rohölimporte der wichtigsten Einfuhrländer Westeuropas nach der Herkunft*
in den Jahren 1959 bis 1965 in Mill. t und in %

Herkunftsgebiet Bestimmungsländer	Naher Osten ^a		Insgesamt		Afrika davon Nigeria		Karibischer Raum ^b		Sowjetblock		Sonstige Länder		Insgesamt	
	Mill. t	%	Mill. t	%	Mill. t	%	Mill. t	%	Mill. t	%	Mill. t	%	Mill. t	%
1. Großbritannien														
1959	31,4	78,7	0,4	1,0	0,4	1,0	5,4	13,5	0,1	0,3	2,7	6,5	39,9	100
1960	36,6	80,6	0,8	1,8	0,8	1,8	5,6	12,3	0,2	0,4	2,2	4,9	45,4	100
1961	38,3	76,9	2,9	5,8	2,2	4,4	6,0	12,1	0,2	0,4	2,4	4,8	49,8	100
1962	38,3	71,6	5,5	10,5	2,3	4,3	7,4	13,8	0,3	0,6	2,0	3,7	53,5	100
1963	37,8	68,2	8,8	15,9	2,3	4,2	7,0	12,6	—	—	1,8	3,3	55,4	100
1964	38,6	63,9	12,5	20,7	3,3	5,5	7,2	11,9	—	—	2,1	3,5	60,4	100
1965	37,3	55,5	18,7	27,8	ca. 6,8	10,1	9,2	13,7	—	—	2,0	3,0	67,2	100
2. BRD														
1959	13,7	82,0	n ^c	n	—	—	2,7	16,2	0,3	1,8	—	—	16,7	100
1960	18,6	79,8	0,4	1,7	—	—	2,4	10,3	1,1	4,7	0,8	3,5	23,3	100
1961	22,2	75,0	1,6	5,4	n	n	2,9	9,8	1,6	5,4	1,3	4,4	29,6	100
1962	23,0	69,3	3,9	11,7	0,5	1,5	3,9	11,7	1,8	5,4	0,6	1,9	33,2	100
1963	23,5	58,2	10,1	25,0	1,0	2,5	4,6	11,4	2,3	5,7	—	—	40,4	100
1964	25,5	49,3	19,1	36,9	1,5	2,9	4,1	7,9	3,0	5,8	—	—	51,7	100
1965	24,9	42,1	28,1	47,5	2,1	3,6	3,5	5,9	2,6	4,4	—	—	59,1	100
3. Benelux-Staaten														
1959	16,4	84,5	0,2	1,0	0,2	1,0	2,1	10,8	0,5	2,6	0,2	1,1	19,4	100
1960	20,0	85,5	0,4	1,7	0,1	0,4	1,6	6,8	0,3	1,3	1,1	4,7	23,4	100
1961	20,8	76,8	1,7	6,3	—	—	3,7	13,7	0,3	1,1	0,6	2,1	27,1	100
1962	20,0	70,4	4,2	14,8	0,6	2,1	3,4	12,0	0,4	1,4	0,4	1,4	28,4	100
1963	23,2	74,1	4,5	14,4	0,3	1,0	3,5	11,2	—	—	0,1	0,3	31,3	100
1964	28,1	77,4	5,2	14,3	0,1	0,3	2,8	7,7	—	—	0,2	0,6	36,3	100
1965	30,9	73,4	8,2	19,5	0,9	2,1	2,9	6,9	—	—	0,1	0,2	42,1	100
4. Frankreich														
1959	24,8	84,9	—	—	—	—	2,5	8,6	1,2	4,1	0,7	2,4	29,2	100
1960	21,2	68,4	6,5	21,0	—	—	2,3	7,4	1,1	3,5	—	—	31,0	100
1961	20,4	58,3	11,2	32,0	—	—	2,3	6,6	0,9	2,6	0,2	0,5	35,0	100
1962	20,5	55,1	12,9	34,7	—	—	2,6	7,0	1,1	3,0	0,1	0,2	37,2	100
1963	22,8	52,7	17,7	40,9	—	—	2,6	6,0	0,1	0,2	0,1	0,2	43,3	100
1964	26,0	52,7	20,6	41,8	0,3	0,6	2,6	5,3	0,1	0,2	—	—	49,3	100
1965	30,2	51,5	24,9	42,5	0,8	1,4	2,7	4,6	0,8	1,4	—	—	58,6	100
5. Italien														
1959	20,8	83,9	—	—	—	—	0,6	2,4	3,2	12,9	0,2	0,8	24,8	100
1960	23,9	83,0	—	—	—	—	0,5	1,7	4,4	15,3	—	—	28,8	100
1961	25,7	77,2	0,3	0,9	—	—	0,6	1,8	6,4	19,2	0,3	0,9	33,3	100
1962	27,8	69,7	2,9	7,3	—	—	0,8	2,0	7,3	18,3	1,1	2,7	39,9	100
1963	34,4	74,6	3,9	8,5	—	—	1,0	2,2	6,6	14,3	0,2	0,4	46,1	100
1964	41,8	75,7	5,7	10,3	—	—	0,9	1,6	6,7	12,1	0,1	0,4	55,2	100
1965	53,1	79,8	6,0	9,0	—	—	0,7	1,1	6,7	10,1	—	—	66,5	100
Insgesamt 1—5														
1959	107,1	82,4	0,6	0,5	0,6	0,5	13,3	10,3	5,3	4,1	3,8	2,8	130,0	100
1960	120,3	79,2	8,1	5,3	0,9	0,6	12,4	8,2	7,1	4,7	4,1	2,7	151,9	100
1961	127,4	72,9	17,7	10,1	2,2	1,3	15,5	8,9	9,4	5,4	4,8	2,7	174,8	100
1962	129,6	67,4	29,4	15,3	3,4	1,8	18,1	9,4	10,9	5,7	4,2	2,2	192,2	100
1963	141,7	65,8	45,0	20,9	3,6	1,7	18,7	8,7	9,0	4,2	1,2	0,5	215,5	100
1964	160,0	63,3	63,1	25,0	5,2	2,1	17,6	7,0	9,8	3,9	2,4	0,9	252,9	100
1965	176,4	60,1	85,9	29,3	10,6	3,6	19,0	6,5	10,1	3,4	2,1	0,7	293,5	100

Zusammengestellt nach:

o. V., Neue Ölbezugsquellen Europas in Afrika, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 126 f.

o. V., Gewaltiger Umsatz des europäischen Ölhandels, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 126.

Mineralöl-Zahlen 1964, Mineralölwirtschaftsverband e. V., Hamburg 1965.

^a Naher Osten einschließlich Ägypten.

^b Die Werte der Jahre 1959 bis 1962 enthalten nur Ausfuhrzahlen Venezuelas.

^c n = bedeutet weniger als 0,1 Mill. t bzw. 0,1 %.

Tab. B VII: Die Erdölraffinerien in Afrika Standort, Kapazitäten, Beteiligungen Stand 1965/66

Land	Standort	Kapazität in Mill. t		Beteiligungsgesellschaften	Robölförderung
		bestehende	geplante	Anteil in %	in Mill. t
		Kapazität	Kapazität		1965
Nördl. Afrika					
Kanarische Inseln	Teneriffa	5,00	—	Spanische Privataktionäre 100 %	—
Marokko	Sidi Kacem	0,25	—	Staat 50, BRP 36, CFP 7, sonst. 7	0,1
Algerien	Mohammedia	1,25	—	Staat 50, ENI 50	26,0
	Hassi Messaoud	0,17	—	Staat 40,5, BRP 40,5, sonst. 9	
	Algier	2,25	—	CFP/CFR 32, SNREPAC 10, Béryl 6, Shell 18, BP 10,4, Esso 17,6, Mobil 6, BP 10	
Tunesien	Arzew	—	1,20	Staat, ENI	—
	Bizerta	1,00	—	Staat 50, ENI 50	—
Libyen	Mersa el Brega	0,40	—	Esso 100	58,5
Ägypten	Alexandria	1,20	1,00	SERCOP	6,4
	Suez (Al-Nasr Oilfield)	4,00	1,20	Staat 55, BP 15,5, Shell 15,5, sonst. 14	91,0
	Suez (Al-Nasr Refining)	2,70	0,50	Staat 100	
		18,22	3,90		
Östl. Afrika					
Sudan	Port Sudan	1,00	—	Shell 50, BP 50	—
Äthiopien	Assab	0,50	—	Staat 100	—
Kenia	Mombasa	1,85	—	Shell 50, BP 50	—
Süd-Rhodesien	Umtali	1,00	—	BP 20,75, Shell 20,75, Aminoil 15, Mobil 17,75, Caltex 15,75, CFP 5, Kuwait Nat. Petrol Co. 5	—
Mozambique	Lourenco Marques	0,60	—	SONAP (portugiesisch)	—
Tansania	Mandewa	—	0,60	ENI, Staat	—
Madagaskar	Tamatave	—	0,60	BRP/Esso/Caltex/BP/Shell 50, Staat 15, Société des Petroles de Madagaskar 35	—
		4,95	1,20		—
Südafrik. Union					
	Durban	2,00	—	Mobil 100	—
	Boksburg	0,20	—	SATMAR 100	—
	Reunion (Durban)	3,40	1,10	Shell 50, BP 50	—
	Killarney	1,50	—	Caltex 100	—
		7,10	1,10		—
Westl. Afrika					
Angola	Luanda	0,55	—	Staat 33 1/3, Petrofina 33 1/3, Lobitos Purfina 11 2/3, sonst. 21 2/3	0,7
Nigeria	Alese Eleme	2,20	—	Staat 50, Shell 25, BP 25	13,4
Ghana	Tema	1,25	—	ENI 100 (nach 10 Jahren 50 % Staat)	—
Elfenbeinküste	Abidjan	0,75	—	Staat 10, BRP 25, Shell/BP/Mobil/Texas/Esso zus. 65	—
Senegal	Dakar	1,20	—	Staat 10, CFP 11,8, Shell 11,8, BP 11,8, Texas 11,8, Esso 1, SAP 6, sonst. 24	—
Kongo Leopoldville	Matadi	—	0,60	ENI, Staat	—
Gabun	Port Gentil	—	0,75	BRP, CFP	1,4
Liberia	Monrovia	—	0,75	Hunt 100	—
Sierra Leone	Freetown	—	0,50	Haifa Refineries	—
		5,94	2,60		15,5
Afrika insgesamt		36,22	8,80		106,5

Zusammengestellt nach:

o. V., Raffinerien überall in Afrika, in: Petroleum Press Service, Jg. XXIX, Nr. 7, Juli 1962, S. 248.

o. V., Vorsichtsmaßnahmen Südafrikas, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 6, Juni 1966, S. 219 f.

o. V., ENI Congo Oil Monopoly, in: West Africa, No. 2918, 5 th October 1963, S. 1139.

o. V., Rhodesia Refinery, in: West Africa, No. 2419, 12 th October 1963, S. 1167.

o. V., Oil Refinery for Madagascar, in: West Africa, No. 2420, 19 th October 1963, S. 1195.

Tab. B VIII:

Das Erdölangebot in den USA
in den Jahren 1958 bis 1965 in Mill. Barrels

Jahr	Einfuhr				Eigenför- derung (Rohöl)	Gesamt- angebot
	Rohöl	Rückstands- heizöl	Erzeug- nisse	Ins- gesamt		
1958	348,0	182,0	90,6	620,6	2744	3364,6
1959	352,3	222,6	74,7	649,6	2895	3544,6
1960	371,6	233,2	59,3	664,1	2915	3579,1
1961	381,5	243,3	74,9	699,7	2984	3683,7
1962	411,0	264,3	84,5	759,8	3049	3808,8
1963	412,7	272,8	89,2	774,7	3054	3828,7
1964	438,6	295,8	92,3	826,7	3209	4035,7
1965 ^a	470,0	340,0	100,0	910,0	3270	4180,0

o. V., Die USA als Abnehmer, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 1, Januar 1966, S. 13.

^a Die Werte für 1965 sind geschätzt.

Tab. B IX:

Aufgliederung der Rohölimporte der USA nach der Herkunft
in den Jahren 1958, 1960, 1962, 1964, 1965 in Mill. Barrels

Länder	1958		1960		1962		1964		1965 ^a	
	Mill. Barrels	%	Mill. Barrels	%	Mill. Barrels	%	Mill. Barrels	%	Mill. Barrels	%
Landtransport										
Kanada	30,4	8,7	41,3	11,1	85,2	20,7	101,6	23,2	106,5	22,7
Mexico	0,7	0,2	0,9	0,2	3,6	0,9	3,6	0,8	3,5	0,7
	31,1	8,9	42,2	11,3	88,8	21,6	105,2	24,0	110,0	23,4
Karibischer Raum										
Venezuela	158,2	45,5	172,9	46,5	169,0	41,1	174,2	39,7	169,0	35,9
Sonstige Länder	9,4	2,7	15,1	4,1	8,6	2,1	9,6	2,2	15,0	3,2
	167,6	48,2	188,0	50,6	177,6	43,2	183,8	41,9	184,0	39,1
Naher Osten										
Saudi Arabien	27,1	7,8	28,2	7,6	24,4	5,9	35,5	8,1	51,5	11,0
Persien	5,3	1,5	13,5	3,5	17,7	4,3	24,1	5,5	29,5	6,3
Kuwait	68,1	19,6	47,5	12,8	40,7	9,9	23,3	5,3	20,5	4,4
Neutr. Zone	12,0	3,4	16,4	4,4	15,8	3,8	17,6	4,0	10,5	2,2
Irak	9,0	2,6	6,2	1,7	0,9	0,2	—	—	4,5	1,0
Sonstige Länder	—	—	2,8	0,9	—	—	9,5	2,2	12,5	2,7
	121,5	34,9	114,2	30,8	99,5	24,2	110,0	25,1	129,0	27,5
Afrika										
Algerien	—	—	0,3	0,1	n. a.	n. a.	2,2	0,5	4,0	0,9
Libyen	—	—	—	—	5,1	1,2	14,4	3,3	14,0	3,0
Nigeria	—	—	—	—	—	—	—	—	4,5	1,0
	—	—	0,3	0,1	—	—	16,6	3,8	22,5	4,9
Ferner Osten										
Sonstige Länder	21,1	6,1	26,7	7,2	24,5	6,0	23,0	5,2	24,5	5,2
	6,8	1,9	—	—	15,5	3,8	—	—	—	—
Insgesamt	348,0	100,0	371,6	100,0	411,0	100,0	438,6	100,0	470,0	100,0

o. V., Die USA als Abnehmer, in: Petroleum Press Service, a. a. O., S. 12.

^a geschätzte Werte.

Tab. C I:

Die gesetzlich zulässige Abschreibung für Rohölgesellschaften

Beispiel: Der Anschaffungswert einer Anlage sei 1000 N£

Gegenstände des unbeweglichen Anlagevermögens				Gegenstände des beweglichen Anlagevermögens				Rohölsuchkosten und immaterielle Entwicklungskosten			
Abschreibungsprozentsatz		Abschreibungsbeiträge N£	Restbuchwert	Abschreibungsprozentsatz		Abschreibungsbeiträge N£	Restbuchwert	Abschreibungsprozentsatz		Abschreibungsbeiträge N£	Restbuchwert
einmalig 20 % von	1000	200	800	einmalig 40 % von	1000	400	600	einmalig 25 % von	1000	250	750
Ende d. 1. Jahres jährlich 10 % von	800	80	720	jährlich 20 % von	600	120	480	jährlich 15 % von	750	112,5	637,5
Ende d. 2. Jahres jährlich 10 % von	720	72	648	jährlich 20 % von	480	96	384	jährlich 15 % von	637,5	95,6	541,9
Ende d. 3. Jahres jährlich 10 % von	648	64,8	583,2	jährlich 20 % von	384	76,8	307,2	jährlich 15 % von	541,9	81,3	460,6
Ende d. 4. Jahres jährlich 10 % von	583,2	58,3	524,9	jährlich 20 % von	307,2	61,4	245,8	jährlich 15 % von	460,6	69,1	391,5
Ende d. 5. Jahres jährlich 10 % von	524,9	52,5	472,4	jährlich 20 % von	245,8	49,2	196,6	jährlich 15 % von	391,5	58,7	332,8
Ende d. 6. Jahres jährlich 10 % von	472,4	47,2	425,2	jährlich 20 % von	196,6	39,3	157,3	jährlich 15 % von	332,8	49,9	282,9
Ende d. 7. Jahres jährlich 10 % von	425,2	42,5	382,6	jährlich 20 % von	157,3	31,5	125,8	jährlich 15 % von	282,9	42,4	240,4
Ende d. 8. Jahres jährlich 10 % von	382,6	38,3	344,4	jährlich 20 % von	125,8	25,2	100,7	jährlich 15 % von	240,4	36,1	204,4
Ende d. 9. Jahres jährlich 10 % von	344,4	34,4	309,9	jährlich 20 % von	100,7	20,1	80,5	jährlich 15 % von	204,4	30,7	173,7
Ende d. 10. Jahres jährlich 10 % von	309,9	31,0	278,9	jährlich 20 % von	80,5	16,1	64,4	jährlich 15 % von	173,7	26,1	147,7

Zusammengestellt und berechnet nach:
Annual Volume of the Laws of the Federation of Nigeria, 1959, Petroleum Profits Tax Ordinance, Second Schedule, Capital Allowances, § 5, § 6, 69 f.
o. V., Shell-BP's Financial Arrangements with Government, a. a. O., S. 3 f.

Tab. D I:

Die Glanzkohlereserven Nigerias
in Flözen mit einer Mächtigkeit
von mehr als 3,5 engl. Fuß
(in Mill. t)

Lage der Glanzkohlereserven	Sichere Reser- ven	Vermu- tete Reser- ven	Sichere und vermutete Reserven
Gebiet um Enugu			
1. westlich von Enugu	26	8	34
2. nordwestlich der Ivazeche	16	4	20
Ezimo	29	17	46
Inyi	10	—	10
Orukpa	50	7	57
Okaba	54	19	73
Ogboyoga	82	25	107
Oti	—	6	6
Insgesamt	267	86	353
Reserven in der Ostregion	81	29	110
Reserven in der Nordregion	186	57	243

Swardt, de A. M. J. und Casey, O. P., a. a. O., S. 59 f.

Tab. D II:

Chemische Analyse der nigerianischen Koble

Kohlearten Chemische Analyse	Enugu	Ezimo	Glanzkoble Orukpa	Okaba	Ogboyoga	Lignit Asaba
Heizwert (B. Th. U./lb)	9570—12200	10900—11000	9900—10100	9860—10700	9740—10270	9000—10300
Feuchtigkeitsgehalt (%)	2,9—11,1	10,3—13,6	11,8—16,8	8,1—12,5	12,3—15,5	bis zu 40
Aschengehalt (%)	3,9—26,0	6,4—12,3	7,3—11,2	7,8—10,8	7,8— 8,9	5—8
Flüchtige Bestandteile (%)	32,5—41,8	39,6—41,3	35,3—37,8	38,9—42,7	38,8—40,9	35—39
Kohlenwasserstoff- gehalt (%)	38,6—46,3	37,6—41,4	39,2—41,0	37,8—41,4	37,8—39,8	20—26

Zusammengestellt nach:

Jefford, G., a. a. O., S. 35—58.

Swardt, de A. M. J. und Piper, H., a. a. O., S. 5 ff.

Langenberg, H., Investigations about the Present Situation and the Future Prospects of the Coal Mining Industry in the Federal Republic of Nigeria, Essen 1963, Vol. I, S. 42.

Tab. D III:

*Das Leistungspotential bestehender und geplanter Wasserkraftwerke
in Nigeria
in MW*

Leistung	Installierte Leistung	Geplante Leistung	Gesamtes Leistungs- potential
Standort	MW	MW	MW
Jos Plateau	21	21	42
Kainji	—	880	880
Jebba	—	450	450
Shiroro Gorge	—	400	400
Insgesamt	21	1 751	1 772

Zusammengestellt nach:

NEDECO, The Hague und Belfour Beatty u. Co., Ltd., London, Niger Dams Project, Volume I, S. 2 ff. Volume IV, Part 4 und Part 6, The Hague 1961.

Arthur D. Little, Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development, a. a. O., S. 71.

Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1962, a. a. O., S. 25 f.

Tab. D IV:

Die Energiereserven Nigerias

Stand: 1965
in Mill. t SKE

Energieträger	Berechnungs- einheit	sichere Reserven		vermutete Reserven		sichere und vermutete Reserven	
		Einheit	Mill. t SKE	Einheit	Mill. t SKE	Einheit	Mill. t SKE
Rohöl	Mill. t	ca. 408	583,0	400	571,6	800	1 154,6
Erdgas	Mill. cf	$3 \cdot 10^6$	109,2	$7 \cdot 10^6$	254,7	$10 \cdot 10^6$	363,9
Glanzkohle	Mill. t	267	232,3	86	74,8	353	307,1
Lignit	Mill. t	72	54,2	200 ^a	150,6	272	204,8
Insgesamt			978,7		1 051,7		2 030,4

Zusammengestellt und berechnet nach Tab. 5; Tab. D I.

Arthur D. Little, Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development, a. a. O., S. 57.

Swardt, de A. M. J. und Piper, H., a. a. O., S. 5 und 13 f.

^a geschätzt.

Tab.D V:

Die Primärenergiebilanz Nigerias in den Jahren 1950 bis 1964 in 1000 t SKE																															
	Berechnungs- einheit (U)	1950 U	SKE	1951 U	SKE	1952 U	SKE	1953 U	SKE	1954 U	SKE	1955 U	SKE	1956 U	SKE	1957 U	SKE	1958 U	SKE	1959 U	SKE	1960 U	SKE	1961 U	SKE	1962 U	SKE	1963 U	SKE	1964 U	SKE
I. Aufkommen im Inland																															
Glanzkohle	1000 lt	583	507	551	479	581	505	700	609	636	553	749	652	787	685	815	709	925	805	743	646	562	489	597	519	624	543	568	494	688	599
Lignit	1000 lt	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rohöl	1000 lt	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	245	350	538	769	847	1 210	2 219	3 171	3 322	4 747	3 695	5 280	5 783	8 264
Erdgas	10 ⁶ cf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 609	59	4 939	180	5 095	186	10 934	398	17 179	626	22 106	805	36 333	1 323
Wasserkraftstrom	10 ⁶ kWh	52	9	60	11	67	12	64	11	72	13	73	13	82	14	82	14	47	8	62	11	95	17	101	18	113	20	121	21	130	23
Gesamtaufkommen			516		490		517		620		566		665		699		723		1 222		1 606		1 902		4 106		5 936		6 600		10 209
II. Einfuhr																															
Steinkohle	1000 lt	61	61	n	n	26	26	26	26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	4	4
Rohöl	1000 lt	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mineralölfertigprodukte	10 ⁶ Imp. Gal.	64,8	329	81,6	416	81,0	416	80,3	410	95,1	481	110,4	564	126,6	650	140,4	724	153,8	797	179,9	936	196,3	1 024	242,4	1 286	232,6	1 228	271,0	1 443	300,3	1 599
Gase	10 ⁶ cf	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n
Strom	10 ⁶ kWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gesamteinfuhr			390		416		442		436		482		565		651		725		798		937		1 025		1 288		1 229		1 444		1 603
III. Wiederausfuhr																															
Steinkohle	1000 lt	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mineralölfertigprodukte	10 ⁶ Imp. Gal.	18,7	95	36,1	184	28,5	146	20,0	103	18,9	96	27,4	140	24,1	134	31,4	162	31,0	160	31,2	160	34,2	175	47,7	256	25,8	130	31,1	158	30,5	160
Gase	10 ⁶ cf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gesamtwiederausfuhr			95		184		146		103		96		140		134		162		160		160		175		256		130		158		160
IV. Ausfuhr (ohne Re-exporte)																															
Glanzkohle	1000 lt	3	3	99	86	1	1	5	4	26	23	100	87	98	85	102	89	98	85	75	65	27	23	51	44	32	28	42	37	60	52
Rohöl	1000 lt	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	245	350	538	769	847	1 210	2 219	3 171	3 322	4 747	3 695	5 280	5 783	8 264
Mineralölfertigprodukte	10 ⁶ Imp. Gal.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Erdgas	10 ⁶ cf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Strom	10 ⁶ kWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gesamtausfuhr			3		86		1		4		23		87		85		89		435		834		1 233		3 215		4 775		5 317		8 316
V. Energieverluste durch Erdgasabfacklung	10 ⁶ cf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 609	59	939	180	5 095	186	10 943	398	17 179	626	21 056	767	34 539	1 258
VI. Inländischer Primär- energieverbrauch																															
Glanzkohle	1000 lt	580	505	452	393	580	505	695	605	610	531	649	565	689	599	713	620	827	719	668	581	535	465	546	475	592	515	526	458	628	546
Lignit	1000 lt	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Steinkohle	1000 lt	61	61	n	n	26	26	26	26	—	—	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	4	4
Rohöle	1000 lt	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mineralölfertigprodukte	10 ⁶ Imp. Gal.	46,1	234	45,5	232	52,5	270	60,3	307	76,2	385	83,0	424	102,4	526	109,0	562	122,8	637	148,6	776	162,1	848	194,7	1 030	206,8	1 099	1 050	38	1 794	65
Erdgas	10 ⁶ cf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
sonstige Gase	10 ⁶ cf	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n
Wasserkraftstrom	10 ⁶ kWh	52	9	60	11	67	12	64	11	72	13	73	13	82	14	82	14	47	8	62	11	95	17	101	18	113	20	121	21	130	23
Gesamtenergieverbrauch (I + II — III — IV — V = VI)			809		636		813		949		929		1 003		1 140		1 197		1 365		1 369		1 331		1 525		1 635		1 803		2 077

Zusammengestellt und berechnet nach:
Nigeria Trade Summary, Vol. 35—49, Lagos.
Trade Report for the Year 1956, 1957, 1958, 1960, Federal Government Printer, Lagos.
Annual Report of the Mines Department for the Year 1950—51 bis 1957—58, Federal Government Printer, Lagos.
Annual Report of the Mines Division of the Ministry of Mines and Power, for the Year ended 31 st March 1960, 1961, 1962, 1963, Federal Ministry of Mines and Power, Lagos.
Sowie den Tabellen: A IX, A X, D XIII.

Tab. D VI:

Umrechnungsfaktoren für Energiebilanzen in Nigeria

Energieträger	Einheit	Heizwert in kcal	SKE in kg
Rohöl	kg	10 000	1,429
Flugzeugkraftstoff, Benzin	kg	10 400	1,486
Kerosin, Flugturbinen- kraftstoff, Diesel- kraftstoff	kg	10 100	1,443
Heizöl, flüssige Schmiermittel	kg	9 800	1,400
Erdgas	m ³	9 000	1,286
Flüssiggas	kg	11 500	1,643
Steinkohle	kg	7 000	1,000
Enuguglankohle	kg	6 100	0,870
Asabalignit	kg	5 270	0,753
Brennholz	kg	3 500	0,500
Elektrischer Strom (aus Wasserkraft beim Einsatz)	kWh	1 230	0,176
Elektrischer Strom in der Endenergiebilanz	kWh	860	0,123

Zusammengestellt nach:

Kehse, J., Die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1961, in: Energie-
wirtschaftliche Tagesfragen, 12. Jg., Heft Nr. 109, Dezember 1962, S. 427.

Rumler, Franz-Josef, a. a. O., S. 37 f.

Tab. D VII:

Die Entwicklung des Energieaußenhandels

(einschließlich der Wiederausfuhren)

in 1000 t SKE

Jahr	Ausfuhr 1 000 t SKE	Einfuhr 1 000 t SKE	Ausfuhr- (+) bzw. Einfuhr (—) überschuß 1 000 t SKE
1950	98	390	— 292
1951	270	416	— 146
1952	147	442	— 292
1953	107	436	— 329
1954	119	482	— 363
1955	227	565	— 338
1956	219	651	— 432
1957	251	724	— 473
1958	595	798	— 203
1959	994	937	+ 57
1960	1 408	1 025	+ 383
1961	3 471	1 287	+ 2 184
1962	4 905	1 229	+ 3 676
1963	5 475	1 444	+ 4 031
1964	8 476	1 603	+ 6 873

Zusammengestellt und berechnet nach Tab. D V (Anhang).

Tab. D VIII: *Die Entwicklung des Energieaußenhandels*
(ohne Berücksichtigung der Wiederausfuhren)
in 1 000 t SKE

Jahr	<i>Ausfuhr</i>		<i>Einfuhr</i>		Ausfuhr- (+), bzw. Einfuhr- (-) Überschuß 1 000 t SKE
	1 000 t SKE	in % vom inländ. Aufkommen	1 000 t SKE	in % vom Primär- energie- verbrauch	
1950	3	0,6	295	36,5	— 292
1951	86	17,9	232	36,5	— 146
1952	1	0,2	296	36,4	— 295
1953	4	0,6	333	35,1	— 329
1954	23	4,1	386	41,5	— 363
1955	87	13,1	425	42,4	— 338
1956	85	12,2	517	45,4	— 432
1957	89	12,3	562	47,0	— 473
1958	435	35,6	638	46,7	— 203
1959	834	51,9	777	56,8	+ 57
1960	1 233	64,8	850	63,9	+ 383
1961	3 215	78,3	1 031	67,6	+ 2 184
1962	4 775	80,4	1 099	67,2	+ 3 676
1963	5 317	80,6	1 286	71,3	+ 4 031
1964	8 316	81,5	1 443	69,5	+ 6 873

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D V (Anhang).

Tab. D IX: *Der Primärenergieverbrauch Nigerias nach Energieträgern*
in den Jahren 1950 bis 1964
in 1 000 t SKE und in Prozent

Jahr	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
<i>in 1 000 t SKE</i>															
Kohle	566	393	531	631	532	566	600	621	720	582	466	477	516	459	550
Mineralölfertig- produkte	234	232	270	307	385	424	526	562	637	776	848	1 030	1 099	1 285	1 439
Wasserkraft	9	11	12	11	13	13	14	14	8	11	17	18	20	21	23
Erdgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	38	65
Sonstige Ener- gieträger	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n
Insgesamt	809	636	813	949	930	1 003	1 140	1 197	1 365	1 369	1 331	1 525	1 635	1 803	2 077
<i>Anteil in Prozent</i>															
Kohle	70,0	61,8	65,3	66,5	57,2	56,4	52,6	51,9	52,6	42,5	35,0	31,3	31,6	25,5	26,5
Mineralölfertig- produkte	28,9	36,5	33,2	32,3	41,4	42,3	46,2	47,0	46,7	56,7	63,7	67,5	67,2	71,3	69,3
Wasserkraft	1,1	1,7	1,5	1,2	1,4	1,3	1,2	1,1	0,6	0,8	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1
Erdgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,1	3,1
Sonstige Ener- gieträger	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D V (Anhang).

ab. D X:

Die Entwicklung des per Capita Energieverbrauchs
in den Jahren 1950 bis 1964
in kg SKE

Jahr	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
Bevölkerung in Mill. ^a	29,0	29,6	30,2	30,8	31,4	32,0	32,6	33,2	33,8	34,4	35,1	35,8	36,5	37,2	37,9
Energieverbrauch in 1000 t SKE	809	636	813	949	930	1 003	1 140	1 197	1 365	1 369	1 331	1 525	1 635	1 803	2 077
Pro-Kopf-Energieverbrauch in kg SKE	27,9	21,5	26,9	30,8	29,6	31,3	35,0	36,1	40,4	39,8	37,9	42,6	44,8	48,5	54,8

Zusammengestellt und berechnet nach:

Tabelle D V (Anhang).

Annual Abstracts of Statistics 1963, Lagos, a. a. O., S. 25.

Die Bevölkerungsentwicklung wurde auf Grundlage der Volkszählung 1952/53 bei einem angenommenen Wachstum von jährlich 2 % berechnet.

Tab. D XI:

Der Verbrauch einzelner Mineralölfertigprodukte in Nigeria
in den Jahren 1950 bis 1964
in 1000 Barrels

Jahr	Flugzeug- kraftstoff	Benzin	Kerosin	Flugturbinen- kraftstoff	Diesel- kraftstoff	Heizöl	Schmier- mittel	Ins- gesamt
1950	123	707	279	—	132	39	37	1 317
1951	131	719	216	—	83	98	55	1 302
1952	104	718	340	—	162	102	75	1 501
1953	132	933	294	—	243	84	39	1 725
1954	148	1 211	393	21	240	110	58	2 181
1955	148	1 178	410	20	345	195	77	2 373
1956	136	1 450	550	—	575	153	65	2 929
1957	254	1 405	494	34	629	208	94	3 118
1958	279	1 396	547	36	975	206	76	3 515
1959	154	1 687	761	62	1 119	374	93	4 250
1960	261	1 698	743	53	1 383	370	127	4 636
1961	167	1 933	845	144	1 521	826	131	5 567
1962	132	1 934	898	257	1 572	977	142	5 912
1963	84	2 062	1 002	356	1 754	1 442	159	6 859
1964	62	2 298	1 026	445	2 128	1 598	160	7 717

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XIII (Anhang).

Tab. D XII:

*Der prozentuale Anteil einzelner Mineralölfertigprodukte am Erdölverbrauch Nigerias
in den Jahren 1950 bis 1964*

Jahr	Flugzeug- kraftstoff	Benzin	Kerosin	Flugturbinen- kraftstoff	Diesel- kraftstoff	Heizöl	Schmier- mittel	Ins- gesamt
1950	9,3	53,7	21,2	—	10,0	3,0	2,8	100
1951	10,1	55,2	16,6	—	6,4	7,5	4,2	100
1952	6,9	47,8	22,7	—	10,8	6,8	5,0	100
1953	7,7	54,1	17,0	—	14,1	4,9	2,3	100
1954	6,8	55,5	18,0	1,0	11,0	5,0	2,7	100
1955	6,2	49,6	17,5	0,8	14,5	8,2	3,2	100
1956	4,6	49,5	18,8	—	19,6	5,2	2,2	100
1957	8,1	45,1	15,8	1,1	20,2	6,7	3,0	100
1958	7,9	39,7	15,6	1,0	27,7	5,9	2,2	100
1959	3,6	39,7	17,9	1,5	26,4	8,8	2,2	100
1960	5,6	36,6	16,0	1,2	29,8	8,0	2,7	100
1961	3,0	34,7	15,2	2,6	27,3	14,8	2,4	100
1962	2,2	32,7	15,2	4,3	26,6	16,5	2,4	100
1963	1,2	30,1	14,6	5,2	25,6	21,0	2,3	100
1964	0,8	29,8	13,3	5,8	27,6	20,7	2,1	100

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XI (Anhang).

Tab. D XIII/1:

*Der Außenhandel mit Mineralölfertigprodukten
in den Jahren 1950 bis 1964
in 1000 Imperial Gallons und 1000 N£*

Gesamtdarstellung ^a

Jahr	Einfuhr			Wiederausfuhr		Verbrauch
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	64 792	3 469	1 337	18 696	948	46 096
1951	81 633	5 022	1 577	36 087	2 031	45 545
1952	81 018	5 599	1 858	28 530	1 977	52 488
1953	80 336	4 989	2 099	20 007	1 325	60 329
1954	95 066	5 574	2 364	18 852	1 050	76 214
1955	110 370	6 478	2 609	27 376	1 591	82 994
1956	126 551	7 270	3 151	24 110	1 629	102 411
1957	140 428	8 177	3 144	31 406	2 444	109 022
1958	153 840	8 944	3 681	31 025	1 841	122 815
1959	179 886	10 338	6 616	31 244	1 737	148 642
1960	196 278	11 241	7 939	34 153	1 939	162 125
1961	242 409	13 260	9 807	47 718	2 168	194 691
1962	232 581	13 941	11 608	25 829	2 724	206 752
1963	271 027	15 360	12 885	13 149	2 628	239 878
1964	300 343	19 336	15 423	30 459	2 202	269 884

Tab. D XIII/2:

Flugzeugkraftstoff

Jahr	<i>Einfuhr</i>			Wiederausfuhr		Verbrauch
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	5 946	455	1,5	1 645	80	4 301
1951	8 975	739	3,0	4 391	281	4 584
1952	7 252	702	4,7	3 600	371	3 652
1953	7 792	657	3,5	3 176	298	4 616
1954	7 563	644	2,6	2 387	222	5 176
1955	9 032	683	3,3	3 871	366	5 161
1956	8 841	668	3,4	4 102	418	4 739
1957	12 214	950	18,7	3 333	331	8 881
1958	13 500	1 024	3,3	3 747	354	9 757
1959	9 475	783	3,9	4 093	368	5 382
1960	13 785	1 003	0,2	4 669	417	9 116
1961 ^b	11 030	803	n ^c	n. a. ^d	412	5 840
1962	9 674	642	n	n. a.	561	4 616
1963	9 025	611	n	n. a.	451	2 938
1964	5 644	489	n	n. a.	363	2 168

Tab. D XIII/3:

Benzin

Jahr	<i>Einfuhr</i>			Wiederausfuhr		Verbrauch
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	34 348	1 689	831	9 616	505	24 732
1951	42 806	2 379	980	17 659	1 008	25 147
1952	38 903	2 357	1 083	13 784	926	25 119
1953	40 974	2 310	1 374	8 352	559	32 622
1954	50 381	2 328	1 494	8 038	420	42 343
1955	52 438	2 460	1 690	11 250	600	41 188
1956	60 184	2 968	2 024	9 482	563	50 702
1957	62 456	3 068	1 877	13 313	1 082	49 143
1958	61 565	2 999	2 134	12 761	713	48 804
1959	71 272	3 569	3 544	12 273	652	58 999
1960	71 960	3 602	4 044	12 566	650	59 394
1961	77 232	4 098	4 501	n. a.	741	67 602
1962	73 072	4 419	5 291	n. a.	813	67 637
1963	82 514	4 661	6 183	n. a.	748	72 114
1964	89 611	6 062	6 976	n. a.	410	80 367

Tab. D XIII/4:

Kerosin

Jahr	<i>Einfuhr</i>			<i>Wiederausfuhr</i>		<i>Verbrauch</i>
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	12 439	571	391	2 679	120	9 760
1951	11 825	610	447	4 268	253	7 557
1952	15 731	877	605	3 826	242	11 905
1953	13 416	802	597	3 123	181	10 293
1954	17 225	862	712	3 494	184	13 731
1955	18 708	846	709	4 354	249	14 354
1956	23 452	1 018	846	4 200	220	19 252
1957	22 933	1 011	918	5 672	403	17 261
1958	24 940	1 175	1 054	5 819	289	19 121
1959	33 228	1 501	1 161	6 601	306	26 627
1960	32 589	1 453	1 343	6 601	335	25 988
1961	35 110	1 659	1 471	n. a.	345	29 552
1962	34 153	1 672	1 651	n. a.	394	31 400
1963	41 934	2 059	1 589	n. a.	314	35 043
1964	46 531	2 086	1 778	n. a.	223	35 882

Tab. D XIII/5:

Flugturbinenkraftstoff

Jahr	<i>Einfuhr</i>			<i>Wiederausfuhr</i>		<i>Verbrauch</i>
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	—	—	—	—	—	—
1951	—	—	—	—	—	—
1952	—	—	—	—	—	—
1953	—	—	—	—	—	—
1954	742	35	n	12	0,4	730
1955	710	33	n	—	—	710
1956	—	—	—	—	—	—
1957	1 202	54	n	9	1,0	1 193
1958	1 140	54	n	—	—	1 140
1959	2 196	109	0,2	41	3,1	2 155
1960	2 230	99	0,1	333	18,1	1 897
1961	9 008	417	n	n. a.	—	5 036
1962	13 059	604	n	n. a.	100,1	8 988
1963	12 320	578	n	n. a.	327,3	12 450
1964	19 407	1 105	n	n. a.	367,8	15 563

Tab. D XIII/6:

Dieselmkraftstoffe

Jahr	<i>Einfuhr</i>			<i>Wiederausfuhr</i>		<i>Verbrauch</i>
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	8 493	352	60	3 876	190	4 617
1951	10 339	509	68	7 435	376	2 903
1952	11 204	611	55	5 555	350	5 649
1953	12 060	583	52	3 575	199	8 485
1954	11 785	534	63	3 405	165	8 380
1955	17 137	792	101	5 057	254	12 080
1956	24 484	1 149	141	4 368	236	20 116
1957	29 066	1 361	187	7 066	471	22 000
1958	40 587	1 881	272	6 475	319	34 112
1959	46 220	2 280	1 732	7 082	348	39 138
1960	57 120	2 681	2 331	8 767	468	48 353
1961	65 459	3 316	3 627	n. a.	587	53 193
1962	71 296	3 403	4 324	n. a.	739	54 977
1963	71 384	3 327	4 829	n. a.	643	61 342
1964	84 285	5 528	6 294	n. a.	533	74 422

Tab. D XIII/7:

Heizöl

Jahr	<i>Einfuhr</i>			<i>Wiederausfuhr</i>		<i>Verbrauch</i>
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	2 187	65	1,1	807	42	1 380
1951	5 716	271	1,6	2 295	105	3 421
1952	5 289	242	0,5	1 736	82	3 553
1953	4 601	156	n	1 649	63	2 952
1954	5 310	166	n	1 478	45	3 832
1955	9 508	296	n	2 690	100	6 818
1956	7 189	246	n	1 830	60	5 359
1957	9 011	297	n	1 739	68	7 272
1958	8 827	299	n	1 607	55	7 220
1959	14 147	496	n	1 068	34	13 079
1960	14 130	519	0,4	1 179	38	12 951
1961	40 237	1 375	0,4	n. a.	33	28 887
1962	26 288	1 117	1,1	n. a.	23	34 168
1963	48 457	1 598	n	n. a.	n	50 430
1964	48 632	1 554	n	n. a.	n	55 886

Tab. D XIII/8:

Flüssige Schmiermittel

Jahr	Einfuhr			Wiederausfuhr		Verbrauch
	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.	Wert 1 000 N£	Menge 1 000 I. G.
1950	1 379	305	48	73	11	1 306
1951	1 972	477	70	39	8	1 933
1952	2 639	695	89	29	6	2 610
1953	1 493	363	51	132	25	1 361
1954	2 060	522	71	38	11	2 022
1955	2 837	720	86	154	18	2 683
1956	2 401	669	110	128	25	2 273
1957	3 546	1 008	116	274	67	3 272
1958	3 281	922	173	620	91	2 661
1959	3 348	899	138	86	23	3 262
1960	4 464	1 169	181	38	11	4 426
1961	4 333	1 219	185	n. a.	21	4 581
1962	5 039	1 390	223	n. a.	33	4 966
1963	5 393	1 332	203	n. a.	44	5 561
1964	6 233	1 541	249	n. a.	103	5 596

Tab. D XIII/9:

Sonstige Erdölfertigprodukte

(Schwerbenzin, Spezialprodukte, feste Schmiermittel,
Pech, Bitumen, Petrolkoks)

Jahr	Einfuhr		Wiederausfuhr
	Wert 1 000 N£	Zoll 1 000 N£	Wert 1 000 N£
1950	32	4	0,1
1951	37	7	0,3
1952	115	21	n
1953	127	21	0,1
1954	483	21	2,5
1955	648	20	3,8
1956	552	27	107,2
1957	428	27	21,2
1958	590	45	20,1
1959	701	37	3,3
1960	715	39	1,9
1961	373	23	28,7
1962	694	118	60,9
1963	994	81	100,8
1964	970	126	201,6

Zusammengestellt und berechnet nach:

- Nigeria Trade Summary, Vol. 35, Lagos, December 1950, S. 98 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 36, Lagos, December 1951, S. 5 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 37, Lagos, December 1952, S. 4 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 38, Lagos, December 1953, S. 4 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 39, Lagos, December 1954, S. 11 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 40, Lagos, December 1955, S. 11 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 41, Lagos, December 1956, S. 10 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 42, Lagos, December 1957, S. 9 ff.

- Nigeria Trade Summary, Vol. 43, Lagos, December 1958, S. 9 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 44, Lagos, December 1959, S. 9 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 45, Lagos, December 1960, S. 9 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 46, Lagos, December 1961, S. 9 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 47, Lagos, December 1962, S. 48 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 48, Lagos, December 1963, S. 46 ff.
 Nigeria Trade Summary, Vol. 49, Lagos, December 1964, S. 46 ff.
 Trade Report for the Year 1956, Federal Government Statistician, Lagos, S. 133 ff.
 Trade Report for the Year 1957, Federal Government Printer, Lagos, S. 160 ff.
 Trade Report for the Year 1958, Federal Government Printer, Lagos, S. 38 ff., S. 253 ff.
 Trade Report for the Year 1960, Federal Government Printer, Lagos, S. 41 ff.
 Persönliche Mitteilungen der nigerianischen Erdöl-Marketinggesellschaften.
^a Die zusammenfassende Gesamtdarstellung der Tabelle D XIII/1 enthält nur die Werte der Tabellen D XIII/2 bis D XIII/8.
^b Die Verbrauchszahlen der Jahre 1961 bis 1964 beziehen sich auf persönliche Mitteilungen der Mineralöl-Marketinggesellschaften.
^c n = bedeutet weniger als 0,1 Einheiten.
^d Diese Werte waren nicht erhältlich.

Tab. D XIV/1: *Der Absatz von Mineralölfertigprodukten in Nigeria*
 in den Jahren 1961 bis 1964
 in 1000 Barrels

1961	Insgesamt	Shell	BP	Mobil	Texas	Total	Esso	AGIP	Andere
Absoluter Absatz in 1000 US Barrels									
Flugzeugkraftstoff	167	121	8	38	—	—	—	—	—
Benzin	1 933	490	197	693	183	190	179	—	—
Kerosin	845	159	99	314	71	114	87	—	—
Flugturbinenkraftstoff	144	122	16	6	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	1 521	557	153	539	103	95	75	—	—
Heizöl	826	74	626	125	2	—	—	—	—
Schmiermittel	131	33	23	36	19	5	7	—	8
Sonstige Produkte	272	252	4	2	3	—	11	—	—
Insgesamt	5 839	1 808	1 126	1 753	381	404	359	—	8
Anteil der Erdölgesellschaften am Absatz der einzelnen Mineralölfertigprodukte in %									
Flugzeugkraftstoff	100	72,4	4,8	22,8	—	—	—	—	—
Benzin	100	25,3	10,2	35,9	9,5	9,8	9,3	—	—
Kerosin	100	18,8	11,7	37,2	8,4	13,5	10,3	—	—
Flugturbinenkraftstoff	100	84,7	11,1	4,2	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	100	36,6	10,1	35,4	6,8	6,2	4,9	—	—
Heizöl	100	9,0	75,8	15,1	0,2	—	—	—	—
Schmiermittel	100	25,2	17,6	27,5	14,5	3,8	5,3	—	6,1
Sonstige Produkte	100	92,6	1,5	0,7	1,1	—	4,1	—	—
Anteil einzelner Mineralölfertigprodukte am Gesamtabsatz der Erdölgesellschaften in %									
Flugzeugkraftstoff	2,8	6,7	0,7	2,2	—	—	—	—	—
Benzin	33,1	27,1	17,5	39,5	48,0	47,0	50,0	—	—
Kerosin	14,5	8,8	8,8	17,9	18,6	28,2	24,2	—	—
Flugturbinenkraftstoff	2,5	6,7	1,4	0,3	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	26,0	30,8	13,6	30,7	27,0	23,5	20,9	—	—
Heizöl	14,1	4,1	55,6	7,1	0,5	—	—	—	—
Schmiermittel	2,2	1,8	2,0	2,1	5,0	1,2	1,2	—	100
Sonstige Produkte	4,7	13,9	0,4	0,1	0,8	—	3,0	—	—
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	—	100

Tab. D XIV/2:

1962	Insgesamt	Shell	BP	Mobil	Texas	Total	Esso	AGIP	Andere
Absoluter Absatz in 1 000 US Barrels									
Flugzeugkraftstoff	132	89	16	27	—	—	—	—	—
Benzin	1 934	423	212	669	181	216	233	—	—
Kerosin	915	166	118	285	70	130	145	—	—
Flugturbinenkraftstoff	257	176	42	39	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	1 572	511	171	573	101	97	120	—	—
Heizöl	977	59	792	110	16	—	—	—	—
Schmiermittel	142	38	30	31	20	7	7	—	9
Sonstige Produkte	254	229	10	10	2	—	3	—	—
Insgesamt	6 183	1 691	1 391	1 744	390	450	509	—	9

Anteil der Erdölgesellschaften am Absatz der einzelnen Mineralölfertigprodukte in %

Flugzeugkraftstoff	100	67,4	12,1	20,5	—	—	—	—	—
Benzin	100	21,9	11,0	34,6	9,4	11,2	12,0	—	—
Kerosin	100	18,1	12,9	31,1	7,7	14,2	15,9	—	—
Flugturbinenkraftstoff	100	68,5	16,3	15,2	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	100	32,5	10,9	36,5	6,4	6,2	7,6	—	—
Heizöl	100	6,0	81,1	11,3	1,6	—	—	—	—
Schmiermittel	100	26,8	21,1	21,8	14,1	4,9	4,9	—	6,3
Sonstige Produkte	100	90,2	3,9	3,9	0,8	—	1,2	—	—

Anteil einzelner Mineralölfertigprodukte am Gesamtabsatz der Erdölgesellschaften in %

Flugzeugkraftstoff	2,1	5,3	1,2	1,5	—	—	—	—	—
Benzin	31,3	25,0	15,2	38,4	46,4	48,0	45,8	—	—
Kerosin	14,8	9,8	8,5	16,3	17,9	28,9	28,5	—	—
Flugturbinenkraftstoff	4,2	10,4	3,0	2,2	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	25,4	30,2	12,3	32,9	25,9	21,6	23,6	—	—
Heizöl	15,8	3,5	56,9	6,3	4,1	—	—	—	—
Schmiermittel	2,3	2,2	2,2	1,8	5,1	1,5	1,4	—	100
Sonstige Produkte	4,1	13,5	0,7	0,6	0,5	—	0,6	—	—
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	—	100

Tab. D XIV/3:

1963	Insgesamt	Shell	BP	Mobil	Texas	Total	Esso	AGIP	Andere
	Absoluter Absatz in 1 000 US Barrels								
Flugzeugkraftstoff	84	61	12	11	—	—	—	—	—
Benzin	2 062	439	247	639	210	278	229	20	—
Kerosin	1 002	180	152	313	71	144	138	5	—
Flugturbinenkraftstoff	356	208	104	44	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	1 754	509	457	424	141	115	103	4	—
Heizöl	1 442	192	1 101	84	66	—	—	—	—
Schmiermittel	159	44	38	33	20	8	7	n	9
Sonstige Produkte	229	199	11	6	3	—	5	2	—
Insgesamt	7 088	1 832	2 122	1 554	511	545	482	31	9

Anteil der Erdölgesellschaften am Absatz der einzelnen Mineralölfertigprodukte in %

Flugzeugkraftstoff	100	72,6	14,3	13,1	—	—	—	—	—
Benzin	100	21,3	12,0	31,0	10,2	13,5	11,1	1,0	—
Kerosin	100	18,0	15,2	31,2	7,1	14,4	13,8	0,5	—
Flugturbinenkraftstoff	100	58,4	29,2	12,4	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	100	29,0	26,1	24,2	8,0	6,6	5,9	0,2	—
Heizöl	100	13,3	76,4	5,8	4,5	—	—	—	—
Schmiermittel	100	27,7	23,9	20,8	12,6	5,0	4,4	n	5,7
Sonstige Produkte	100	86,9	4,8	2,6	1,3	—	2,2	0,9	—

Anteil einzelner Mineralölfertigprodukte am Gesamtabsatz der Erdölgesellschaften in %

Flugzeugkraftstoff	1,2	3,3	0,6	0,7	—	—	—	—	—
Benzin	29,1	24,0	11,6	41,1	41,1	51,0	47,5	64,5	—
Kerosin	14,1	9,8	7,2	20,1	13,9	26,4	28,6	16,1	—
Flugturbinenkraftstoff	4,9	11,4	4,9	2,8	—	—	—	—	—
Dieselmkraftstoff	24,7	27,8	21,5	27,3	27,6	21,1	21,4	12,9	—
Heizöl	20,3	10,5	51,9	5,4	12,9	—	—	—	—
Schmiermittel	2,2	2,4	1,8	2,1	3,9	1,5	1,5	n	100
Sonstige Produkte	3,2	10,9	0,5	0,4	0,6	—	1,0	6,5	—
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tab. D XIV/4:

1964	Insgesamt	Shell	BP	Mobil	Texas	Total	Esso	AGIP	Andere
Absoluter Absatz in 1000 US Barrels									
Flugzeugkraftstoff	62	37	12	12	—	—	1	—	—
Benzin	2 298	462	286	640	230	333	259	86	—
Kerosin	1 026	173	131	294	82	169	144	34	—
Flugturbinenkraftstoff	445	238	106	59	—	—	43	—	—
Dieselmkraftstoff	2 128	667	643	374	155	143	117	27	—
Heizöl	1 598	240	1 179	115	63	—	—	—	—
Schmiermittel	160	47	31	36	20	11	6	1	8
Sonstige Produkte	260	227	16	12	5	—	—	2	—
Insgesamt	7 977	2 091	2 404	1 542	555	656	570	150	8

Anteil der Erdölgesellschaften am Absatz der einzelnen Mineralölfertigprodukte in %

Flugzeugkraftstoff	100	59,7	19,4	19,4	—	—	1,6	—	—
Benzin	100	20,1	12,4	27,9	10,0	14,5	11,3	3,7	—
Kerosin	100	16,9	12,8	28,7	8,0	16,5	14,0	3,3	—
Flugturbinenkraftstoff	100	53,5	23,8	13,2	—	—	9,7	—	—
Dieselmkraftstoff	100	31,3	30,2	17,6	7,3	6,7	5,5	1,3	—
Heizöl	100	15,0	73,8	7,2	3,9	—	—	—	—
Schmiermittel	100	29,4	19,4	22,5	12,5	6,9	3,8	0,6	5,0
Sonstige Produkte	100	87,3	6,2	4,6	1,9	—	—	0,8	—

Anteil einzelner Mineralölfertigprodukte am Gesamtabsatz der Erdölgesellschaften in %

Flugzeugkraftstoff	0,8	1,8	0,5	0,8	—	—	0,2	—	—
Benzin	28,8	22,1	11,9	41,5	41,4	50,8	45,4	57,3	—
Kerosin	12,9	8,3	5,4	19,1	14,8	25,8	25,3	22,7	—
Flugturbinenkraftstoff	5,6	11,4	4,4	3,8	—	—	7,5	—	—
Dieselmkraftstoff	26,7	31,9	26,7	24,3	27,9	21,8	20,5	18,0	—
Heizöl	20,0	11,5	49,0	7,5	11,4	—	—	—	—
Schmiermittel	2,0	2,2	1,3	2,3	3,6	1,6	1,1	0,7	100
Sonstige Produkte	3,3	10,9	0,7	0,8	0,9	—	—	1,3	—
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Zusammengestellt und berechnet nach persönlichen Mitteilungen der Erdölgesellschaften.

Tab. D XV/I:

Die Diskrepanz zwischen inländischem Bedarf einzelner Marketinggesellschaften und Raffinerie-Output dargestellt an einem theoretischen Beispiel für das Jahr 1964 (in absoluten Werten)

Mineralölfertigprodukte	<i>Shell</i>			<i>BP</i>		
	Verbrauch in 1 000 bbl	Raffinerie Output ^a in 1 000 bbl	Differenz in 1 000 bbl	Verbrauch in 1 000 bbl	Raffinerie Output ^b in 1 000 bbl	Differenz in 1 000 bbl
I. Nicht in Nigeria erzeugte Produkte						
Flugzeugkraftstoff	37	—	— 37	12	—	— 12
Schmiermittel	47	—	— 47	31	—	— 31
Sonstige Produkte	227	—	— 227	16	—	— 16
Summe I	311	—	— 311	59	—	— 59
II. In Nigeria erzeugte Produkte						
Benzin	462	462	0	286	286	0
Kerosin und Flugturbinen- kraftstoff	411	147	— 264	237	209	— 28
Dieselmkraftstoffe	667	664	— 3	643	951	+ 308
Heizöl (70 ° F)	240	240	0	1 179	1 179	0
Heizöl (110 ° F)	—	504	+ 504	—	312	+ 312
Summe II	1 780	2 017		2 345	2 937	
Summe I + II	2 091			2 404		

Tab. D XV/II:

Mineralölfertigprodukte	<i>Mobil</i>			<i>Texas</i>		
	Verbrauch in 1 000 bbl	Raffinerie Output ^c in 1 000 bbl	Differenz in 1 000 bbl	Verbrauch in 1 000 bbl	Raffinerie Output ^d in 1 000 bbl	Differenz in 1 000 bbl
I. Nicht in Nigeria erzeugte Produkte						
Flugzeugkraftstoff	12	—	— 12	—	—	0
Schmiermittel	36	—	— 36	20	—	— 20
Sonstige Produkte	12	—	— 12	5	—	— 5
Summe I	60	—	— 60	25	—	— 25
II. In Nigeria erzeugte Produkte						
Benzin	640	640	0	230	230	0
Kerosin und Flugturbinen- kraftstoff	353	178	— 175	82	66	— 16
Dieselmkraftstoffe	374	806	+ 432	155	302	+ 147
Heizöl (70 ° F)	115	115	0	63	63	0
Heizöl (110 ° F)	—	699	+ 699	—	251	+ 251
Summe II	1 482	2 438		530	912	
Summe I + II	1 542			555		

^a Der Raffinerie-Input beträgt: Bomu Rohöl 1 698, Imo River Rohöl 405, Raffinerie-Verlust bzw. — Eigenverbrauch: 86.

^b Der Raffinerie-Input beträgt: Bomu Rohöl 1 051, Imo River Rohöl 1 988, Raffinerie-Verlust bzw. — Eigenverbrauch: 102.

^c Der Raffinerie-Input beträgt: Bomu Rohöl 2 352, Imo River Rohöl 194, Raffinerie-Verlust bzw. — Eigenverbrauch: 109.

^d Der Raffinerie-Input beträgt: Bomu Rohöl 846, Imo River Rohöl 106, Raffinerie-Verlust bzw. — Eigenverbrauch: 40.

Tab. D XV/III:

Mineralölfertigprodukte	Total			Esso		
	Verbrauch in 1 000 bbl	Raffinerie Output ^a in 1 000 bbl	Differenz in 1 000 bbl	Verbrauch in 1 000 bbl	Raffinerie Output ^f in 1 000 bbl	Differenz in 1 000 bbl
I. Nicht in Nigeria erzeugte Produkte						
Flugzeugkraftstoff	—	—	0	1	—	— 1
Schmiermittel	11	—	— 11	6	—	— 6
Sonstige Produkte	—	—	0	0	—	0
Summe I	11	—	— 11	7	—	— 7
II. In Nigeria erzeugte Produkte						
Benzin	333	333	0	259	259	0
Kerosin und Flugturbinen- kraftstoff	169	86	— 83	187	67	— 120
Dieselmkraftstoffe	143	388	+ 245	117	302	+ 185
Heizöl (70 ° F)	—	—	0	—	—	0
Heizöl (110 ° F)	—	364	+ 364	—	283	+ 283
Summe II	645	1 170		563	910	
Summe I + II	656			570		

Tab. D XV/IV:

Mineralölfertigprodukte	AGIP		
	Verbrauch in 1 000 bbl	Raffinerie Output ^g in 1 000 bbl	Differenz in 1 000 bbl
I. Nicht in Nigeria erzeugte Produkte			
Flugzeugkraftstoff	—	—	—
Schmiermittel	1	—	— 1
Sonstige Produkte	2	—	— 2
Summe I	3	—	— 3
II. In Nigeria erzeugte Produkte			
Benzin	86	86	0
Kerosin und Flugturbinen- kraftstoff	34	22	— 12
Dieselmkraftstoffe	27	100	+ 73
Heizöl (70 ° F)	—	—	0
Heizöl (110 ° F)	—	94	+ 99
Summe II	147	302	
Summe I + II	150		

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle 28 und Tabelle D XIV (Anhang).

^a Der Raffinerie-Input beträgt: Bomu Rohöl 1 224, Imo River Rohöl 0, Raffinerie-Verlust bzw. — Eigenverbrauch: 54.

^f Der Raffinerie-Input beträgt: Bomu Rohöl 952, Imo River Rohöl 0, Raffinerie-Verlust bzw. — Eigenverbrauch: 42.

^g Der Raffinerie-Input beträgt: Bomu Rohöl 316, Imo River Rohöl 0, Raffinerie-Verlust bzw. — Eigenverbrauch: 14.

Tab. D XVI:

Die Anlandungspreise für Mineralölfertigprodukte in Nigeria

in den Jahren 1950 bis 1964

in N£ per Imp. Gallon

Jahr	Flugzeug- kraftstoffe in N£/Gall.	Benzin in N£/Gall.	Kerosin in N£/Gall.	Flugturbinen- kraftstoffe in N£/Gall.	Dieselmacht- stoffe in N£/Gall.	Heizöl in N£/Gall.	Schmiermittel (flüssig) in N£/Gall.
1950	0,07646	0,04916	0,04590	—	0,04146	0,02979	0,22122
1951	0,08230	0,05558	0,05160	—	0,04919	0,04747	0,24205
1952	0,09678	0,06059	0,05573	—	0,05451	0,04568	0,26348
1953	0,08428	0,05639	0,05977	—	0,04831	0,03387	0,24340
1954	0,08513	0,04620	0,05006	0,04675	0,04529	0,03134	0,25350
1955	0,07558	0,04691	0,04520	0,04645	0,04623	0,03111	0,25373
1956	0,07553	0,04932	0,04343	—	0,04692	0,03422	0,27880
1957	0,07777	0,04913	0,04411	0,04528	0,04682	0,03299	0,28436
1958	0,07585	0,04871	0,04710	0,04703	0,04634	0,03389	0,28101
1959	0,08268	0,05008	0,04517	0,04943	0,04933	0,03507	0,26849
1960	0,07278	0,05006	0,04460	0,04425	0,04693	0,03674	0,26177
1961	0,07276	0,05306	0,04726	0,04635	0,05065	0,03416	0,28131
1962	0,06639	0,06047	0,04896	0,04623	0,04774	0,04249	0,27589
1963	0,06769	0,05649	0,04911	0,04688	0,04660	0,03298	0,24694
1964	0,08664	0,06765	0,04483	0,05694	0,06559	0,03196	0,24725

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XIII (Anhang).

Tab. D XVII:

Die Entwicklung der Einfuhrzölle für Mineralölfertigprodukte

in Pence per Gallon und N£ per Gallon

Fertigprodukte	Zölle	Zoll vor Inbetrieb- nahme der Raffinerie		Zoll vor dem 3. 8. 1964		Zoll vor dem 29. 3. 1962	
		d/ Gall	N£/ Gall	d/ Gall	N£/ Gall	d/ Gall	N£/ Gall
Kfz Benzin		21	0,08750	20	0,08333	16	0,06667
Kerosin		12	0,05000	12	0,05000	12	0,05000
Gas und Dieselöl							
1. allgemein		21	0,08750	20	0,08333	16	0,06667
2. für staatl. Verbraucher (Nig. Coal Corporation Nig. Railway Corp. Electr. Corp. of Nig. Nig. Ports Authority)		2	0,00833	2	0,00833	2	0,00833
Heizöl		—		—		—	

Arthur D. Little, Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development, a. a. O., S. 75.

Standford Research Institute, The Economic Coordination of Transport Development in Nigeria, Menlo Park, California, February 1961.

o. V., Nigerian Import Duty Rises, in: West Africa, No. 2462, 8 th August 1964, S. 894.

o. V., Nigeria's Duty Increase, in: West Africa, No. 2340, 7 th April 1962, S. 387.

Tab. D XVIII:

„Open Market Prices“ für Mineralölfertigprodukte in Städten mit mehr
als 7 Tankstellen

Preise in Pence

Städte	Benzin Super	Benzin Normal	Kerosin	Dieselmkraft- stoffe
Lagos	50 $\frac{1}{2}$	46 $\frac{1}{2}$	38 $\frac{1}{2}$	44
Agede	50 $\frac{1}{2}$	46 $\frac{1}{2}$	38 $\frac{1}{2}$	44
Shagamu	52	48	39 $\frac{1}{2}$	45 $\frac{1}{2}$
Abcokuta	52 $\frac{1}{2}$	48 $\frac{1}{2}$	40	46
Ijebu-Ode	52 $\frac{1}{2}$	48 $\frac{1}{2}$	40	46
Ibadan	53 $\frac{1}{2}$	49 $\frac{1}{2}$	41	47
Port Harcourt	53 $\frac{1}{2}$	49 $\frac{1}{2}$	38 $\frac{1}{2}$	48
Sapele	53 $\frac{1}{2}$	49 $\frac{1}{2}$	40	46 $\frac{1}{2}$
Oyo	54	50	41 $\frac{1}{2}$	47 $\frac{1}{2}$
Benin	54	50	40 $\frac{1}{2}$	47
Warri	54 $\frac{1}{2}$	50 $\frac{1}{2}$	41	47 $\frac{1}{2}$
Aba	54 $\frac{1}{2}$	50 $\frac{1}{2}$	39 $\frac{1}{2}$	49
Ogbomosho	54 $\frac{1}{2}$	50 $\frac{1}{2}$	42	48
Ife	54 $\frac{1}{2}$	50 $\frac{1}{2}$	42	48
Owerri	55	51	39 $\frac{1}{2}$	49 $\frac{1}{2}$
Oshogbo	55	51	42 $\frac{1}{2}$	48 $\frac{1}{2}$
Umuahia	55 $\frac{1}{2}$	51 $\frac{1}{2}$	40	50
Ilorin	55 $\frac{1}{2}$	51 $\frac{1}{2}$	43	49
Ondo	55 $\frac{1}{2}$	51 $\frac{1}{2}$	43	49
Akure	56	52	43 $\frac{1}{2}$	49 $\frac{1}{2}$
Owo	56	52	42 $\frac{1}{2}$	49
Onitsha	56 $\frac{1}{2}$	52 $\frac{1}{2}$	40	51
Ado-Ekiti	57	53	44 $\frac{1}{2}$	50 $\frac{1}{2}$
Enugu	57	53	41 $\frac{1}{2}$	51 $\frac{1}{2}$
Oturkpo	57 $\frac{1}{2}$	53 $\frac{1}{2}$	45	51
Abakaliki	58	54	42 $\frac{1}{2}$	52 $\frac{1}{2}$
Jos	61 $\frac{1}{2}$	57 $\frac{1}{2}$	49	55 $\frac{1}{2}$
Bukuru	61 $\frac{1}{2}$	57 $\frac{1}{2}$	49	55 $\frac{1}{2}$
Kaduna	62	58	48 $\frac{1}{2}$	57
Zaria	62	58	48 $\frac{1}{2}$	57
Kano	63	59	49 $\frac{1}{2}$	57 $\frac{1}{2}$
Funtua	63 $\frac{1}{2}$	59 $\frac{1}{2}$	50	58 $\frac{1}{2}$
Bauchi	63 $\frac{1}{2}$	59 $\frac{1}{2}$	51	57 $\frac{1}{2}$
Gusau	63 $\frac{1}{2}$	59 $\frac{1}{2}$	50	58
Sokoto	67 $\frac{1}{2}$	63 $\frac{1}{2}$	53 $\frac{1}{2}$	62
Potiskum	67 $\frac{1}{2}$	63 $\frac{1}{2}$	54	61 $\frac{1}{2}$
Maiduguri	70	66	57 $\frac{1}{2}$	64

Zusammengestellt und berechnet nach persönlichen Mitteilungen der
Mineralöl-Marketinggesellschaften.

Tab. D XIX:

Die Marktstellung der Marketinggesellschaften Nigerias
gemessen am Mengen- und Wertumsatz
in 1000 Barrels und in 1000 N£

Marketing- gesellschaften	1962				1963				1964			
	Menge		Wert		Menge		Wert		Menge		Wert	
	bbl.	%	N£	%	bbl.	%	N£	%	bbl.	%	N£	%
Shell	1 691	27,3	9 353	28,4	1 832	25,9	9 868	27,4	2 091	26,2	11 356	
BP	1 391	22,5	4 618	14,0	2 122	29,9	6 562	18,2	2 404	30,2	7 529	
Mobil	1 744	28,2	10 266	31,2	1 554	22,0	9 816	23,7	1 542	19,3	9 395	
Texaco	390	6,3	2 429	7,4	511	7,2	2 686	7,5	555	7,0	n. a.	
Total	450	7,3	2 921	8,9	545	7,7	3 572	9,9	656	8,2	n. a.	
Esso	509	8,2	3 292	10,0	482	6,8	3 287	9,1	570	7,1	4 335	
AGIP	—	—	—	—	31	0,4	170	0,5	150	1,9	n. a.	
andere	9	0,1	n. a. ^a	n. a.	9	0,1	n. a.	n. a.	9	0,1	n. a.	
Insgesamt	6 183	100	32 879	100	7 088	100	35 961	100	7 977	100		

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XIV und nach persönlichen Mitteilungen einer nigerianischen Regierungsstelle.

^a Diese Angaben lagen der nigerianischen Regierung nicht vor.

Tab. D XX:

Die regionale Verteilung der Tankstellen in Nigeria gegliedert nach den Verkaufszonen der Mineralölgesellschaften
Stand: 1. 1. 1965

Verkaufszonen		Mobil	Shell	Texaco	BP	Total	Esso	AGIP	Insgesamt
Lagos-	Zone	24	22	15	17	23	14	14	129
Abeokuta-	Zone	13	13	5	7	10	15	2	65
Ijebu Ode-	Zone	9	16	9	10	13	10	6	73
Ibadan-	Zone	28	26	15	16	22	15	12	134
Akure-	Zone	35	23	20	9	27	23	2	139
Oyo-	Zone	27	26	16	12	21	29	—	131
Mittelwest-	Zone	36	20	16	7	10	13	—	102
Enugu-	Zone	21	24	7	4	19	10	—	85
Onitsha-	Zone	25	19	17	13	17	9	1	101
Port Harcourt-	Zone	26	17	11	17	2	13	2	88
Zungeru-	Zone	7	4	1	3	—	1	—	16
Kaduna-	Zone	15	12	7	10	11	11	2	68
Kano-	Zone	23	11	12	15	16	14	4	95
Nguru-	Zone	1	1	1	1	—	—	—	4
Jos-	Zone	31	15	8	11	9	8	—	82
Insgesamt		321	249	160	152	200	185	45	1 312

Zusammengestellt nach persönlichen Mitteilungen der Marketinggesellschaften.

Tab. D XXI:

*Die regionale Verteilung der Tankstellen in Nigeria
gegliedert nach der Zahl der Tankstellen in Städten*

Stand: 1. 1. 1965

Städte	Mobil	Shell	Texaco	BP	Total	Esso	AGIP	Insgesamt
Ibadan	28	26	15	16	22	15	12	134
Lagos	24	22	15	17	23	14	14	129
Kano	13	8	8	10	9	9	4	61
Onitsha	13	8	9	4	5	4	—	43
Port Harcourt	10	6	4	9	1	3	1	34
Benin	10	6	3	4	5	4	—	32
Aba	9	5	4	5	—	4	1	28
Enugu	7	6	2	4	4	3	—	26
Abeokuta	6	5	2	4	4	3	1	25
Ijebu-Ode	3	6	4	3	3	2	3	24
Jos	6	4	4	4	3	3	—	24
Ondo	6	3	4	3	3	3	—	22
Ilesha	5	6	3	—	4	3	1	22
Ife	6	3	3	3	4	2	1	22
Zaria/Samaru	4	2	3	4	3	3	1	20
Kaduna	4	3	2	3	3	3	1	19
Oshogbo	4	3	2	2	2	4	—	17
Shagamu	2	2	2	2	2	2	3	15
Akure	1	3	2	1	3	3	—	13
Oyo	3	3	2	2	2	1	—	13
Ilorin	1	3	2	2	1	3	—	12
Maiduguri	5	2	1	2	1	1	—	12
Owo	2	2	2	1	2	2	—	11
Sapele	5	1	4	1	—	—	—	11
Umuahia	4	2	—	2	1	1	1	11
Ado-Ekiti	3	2	1	1	2	1	—	10
Ogbomosho	2	3	1	1	2	1	—	10
Warri	4	2	1	1	—	2	—	10
Gusau	2	4	1	1	1	1	—	10
Agede	1	2	1	1	1	2	1	9
Ikare-Ekiti	4	1	1	—	2	1	—	9
Owerri	2	2	2	2	1	—	—	9
Bukuru	2	2	2	1	1	1	—	9
Ikirum	2	1	1	1	1	2	—	8
Abakaliki	2	2	1	—	2	1	—	8
Sokoto	3	1	—	1	1	2	—	8
Asaba	2	2	1	—	1	1	—	7
Oturkpo	1	2	1	—	2	1	—	7
Funtua	1	2	1	1	1	1	—	7
Katsina	2	1	1	1	1	1	—	7
Bauchi	2	1	—	2	1	1	—	7
Potiskum	2	1	—	1	1	2	—	7
Takum	—	2	2	—	3	—	—	7
Shaki	2	—	1	—	2	1	—	6
Gombe	2	2	1	1	—	—	—	6
Gboko	2	2	1	—	1	—	—	6

Zusammengestellt nach persönlichen Mitteilungen der Marketinggesellschaften.

Tab. D XXII:

*Der regionale Verbrauch der ECN an Energieträgern
im Jahr 1963/64*

Energieträger Kraftwerkstandorte	Heizöl bbl.	Dieselöl bbl.	Gasöl bbl.	Kohle t	Erdgas 1 000 cf.
<i>Bundes-Region</i>					
Lagos (Ijora)	932 667	—	317	30 247	—
<i>West-Region</i>					
Abeokuta	—	485	10 091	—	—
Ibadan	—	11 586	5 787	2 373	—
Oshogbo	—	711	17 944	—	—
Akure	—	85	4 592	—	—
Badagry	—	—	88	—	—
<i>Mittelwest-Region</i>					
Asaba	—	—	201	—	—
Benin	—	—	11 073	—	—
Warri	—	—	19 191	—	—
Koko	—	—	133	—	—
<i>Ost-Region</i>					
Abakaliki	—	—	1 942	—	—
Afam	—	—	637	—	1 275 565
Aba	—	—	16 424	—	—
Calabar	—	—	5 997	—	—
Port Harcourt	—	933	905	—	—
Oji	—	—	—	83 645	—
Enugu	—	84	672	—	—
Owerri	—	114	1 971	—	—
Umuahia	—	518	4 243	—	—
Omoba	—	—	65	—	—
<i>Nord-Region</i>					
Bauchi	—	102	1 520	—	—
Bida	—	—	941	—	—
Funtua	—	—	716	—	—
Gombe	—	—	1 204	—	—
Gusau	—	—	1 774	—	—
Kaduna	—	5 469	80 837	—	—
Kano	37 038	382	2 781	36 931	—
Katsina	—	—	2 196	—	—
Lokoja	—	—	1 483	—	—
Maiduguri	—	289	5 967	—	—
Makurdi	—	—	1 663	—	—
Minna	—	—	1 781	—	—
Yola	—	—	1 361	—	—
Zaria	—	—	18 809	—	—
Jaji	—	—	2 250	—	—
Sokoto	—	—	2 889	—	—
Bichi	—	—	81	—	—
<i>Insgesamt</i>	969 704	20 757	230 526	153 196	1 275 565

Zusammengestellt nach persönlichen Mitteilungen der Electricity Corporation of Nigeria, Lagos, Mai 1965.

Tab. D XXIII:

Der Kohle- und Dieselölverbrauch der nigerianischen Eisenbahngesellschaft in den Jahren 1951/52 bis 1963/64 in t und bbl

	1951/52	1952/53	1953/54	1954/55	1955/56	1956/57	1957/58	1958/59	1959/60	1960/61	1961/62	1962/63	1963/64
Geleistete Tonnenmeilen der Dampflokomotiven (in 1 000 tm)	1 685 214	1 933 363	2 194 442	2 511 252	2 591 357	2 835 444	2 756 310	2 872 901	1 985 491	1 740 294	1 979 638	1 832 965	1 748 000
Geleistete Tonnenmeilen der Diesellokomotiven (in 1 000 tm)	—	—	—	11 224	170 902	246 987	247 882	425 209	1 244 882	1 468 174	1 686 920	1 817 978	1 901 000
Insgesamt	1 685 214	1 933 363	2 194 442	2 522 476	2 762 259	3 082 431	3 004 192	3 298 110	3 203 373	3 208 468	3 666 558	3 650 943	3 649 000
Kohleverbrauch (Tonnen)	376 925	381 729	354 876	394 169	396 472	413 242	427 155	413 816	312 050	299 233	304 368	284 763	262 381
Dieselölverbrauch (Barrels)	—	—	—	674	10 751	15 537	15 023	27 246	79 699	93 900	106 079	124 832	117 816
Kohleverbrauch pro 1 000 Tonnenmeilen (in Tonnen)	0,224	0,197	0,162	0,157	0,153	0,146	0,155	0,144	0,157	0,172	0,154	0,155	0,150
Dieselölverbrauch pro 1 000 Tonnenmeilen (in Barrels)	—	—	—	0,060	0,063	0,063	0,061	0,064	0,064	0,064	0,063	0,069	0,062

Zusammengestellt und berechnet nach:
Langenberg, Helmut, a. a. O., Vol. II, Tab. 8.
Nigerian Railway Corporation, Report and Accounts for the Year ended 31 st March 1964, Lagos 1964,
Nigerian Coal Corporation, Thirteenth Annual Report for the Year 1962—1963, Enugu 1963, S. 13.
Nigerian Coal Corporation, Fourteenth Annual Report for the Year 1963—1964, Enugu 1964, S. 13.
Persönliche Mitteilungen der Shell Company vom März 1965.

Tab. D XXIV: *Der Primärenergieverbrauch der Electricity Corporation of Nigeria*
in den Jahren 1952/53 bis 1963/64

Jahr	Kohle		Heizöl		Gas- u. Dieselöl		Erdgas	Gesamtenergieverbrauch		Stromerzeugung	
	1 000 t	1 000 t SKE	1 000 t	1 000 t SKE	1 000 t	1 000 t SKE	10 ⁶ cf	1 000 t SKE	1 000 t SKE	in Mill. KWh	jährliche Zunahme in %
1952/53	106	92	—	—	2	3	—	—	95	89	—
1953/54	121	105	—	—	2	3	—	—	108	106	19,1
1954/55	138	120	—	—	5	7	—	—	127	127	19,8
1955/56	158	138	—	—	8	12	—	—	150	154	21,3
1956/57	161	140	—	—	9	14	—	—	154	186	20,8
1957/58	177	154	—	—	12	18	—	—	172	230	23,7
1958/59	202	175	—	—	17	24	—	—	199	284	23,5
1959/60	170	148	27	38	21	31	—	—	217	344	21,1
1960/61	128	112	65	91	26	38	—	—	241	441	28,2
1961/62	135	117	86	120	32	46	—	—	283	545	23,6
1962/63	177	154	113	158	36	52	43	2	366	659	20,9
1963/64	153	133	145	203	33	48	1 276	46	430	796	20,8

Zusammengestellt und berechnet nach:

Langenberg, Helmut, a. a. O., Tab. 5.

Persönliche Mitteilungen der Electricity Corporation of Nigeria vom Januar 1965.

Electricity Corporation of Nigeria, Thirteenth Annual Report and Statement of Accounts for the Year ended 31 st March 1964.

Tab. D XXV: *Trendberechnung des Energieverbrauchs*

Jahr	t _i	y _i	t _i · y _i	t _i ²	Y _i	y _i —Y _i
1950	— 7	809	— 5 663	49	+ 627,5	+ 181,5
1951	— 6	636	— 3 816	36	+ 714,8	— 78,8
1952	— 5	813	— 4 065	25	+ 802,2	+ 10,8
1953	— 4	949	— 3 796	16	+ 889,5	+ 59,5
1954	— 3	930	— 2 790	9	+ 976,8	— 46,8
1955	— 2	1 003	— 2 006	4	+ 1 064,1	— 61,1
1956	— 1	1 140	— 1 140	1	+ 1 151,5	— 11,5
1957	0	1 197	0	0	+ 1 238,8	— 41,8
1958	+ 1	1 365	+ 1 365	1	+ 1 326,1	+ 38,9
1959	+ 2	1 369	+ 2 738	4	+ 1 413,5	— 44,5
1960	+ 3	1 331	+ 3 993	9	+ 1 500,8	— 169,8
1961	+ 4	1 525	+ 6 100	16	+ 1 588,1	— 63,1
1962	+ 5	1 635	+ 8 175	25	+ 1 675,4	— 40,4
1963	+ 6	1 803	+ 10 818	36	+ 1 762,8	+ 40,2
1964	+ 7	2 077	+ 14 539	49	+ 1 850,1	+ 226,9
Σ		18 582	+ 24 452	280		0

1965	+ 8				+ 1 937,4	
1966	+ 9				+ 2 024,8	
1967	+ 10				+ 2 112,1	
1968	+ 11				+ 2 199,4	
1969	+ 12				+ 2 286,7	
1970	+ 13				+ 2 374,1	
1971	+ 14				+ 2 461,4	

t = Zeit

y = Energieverbrauch (in 1 000 t SKE)

Y = Trend (in 1 000 t SKE)

y_i—Y_i = Differenz zwischen beobachtetem Wert und Trendwert

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D V (Anhang).

Tab. D XXVI: *Berechnung des Energieverbrauchs mit Hilfe der Regressionsgleichung*

Jahr	x_i	y_i	$x_i \cdot y_i$	x_i^2	Y_i	$y_i \cdot Y_i$
1950	774,3	809	626 408,7	599 540,49	572,7	+ 236,3
1951	835,8	636	531 568,8	698 561,64	722,1	— 86,1
1952	892,4	813	725 521,2	796 377,76	859,6	— 46,6
1953	912,3	949	865 772,7	832 291,29	907,9	+ 41,1
1954	982,5	930	913 725,0	965 306,25	1 078,4	— 148,4
1955	1 011,7	1 003	1 014 735,1	1 023 536,89	1 149,4	— 146,4
1956	984,7	1 140	1 122 558,0	969 634,09	1 083,8	+ 56,4
1957	1 025,1	1 197	1 227 044,7	1 050 830,01	1 181,9	+ 15,1
1958	1 073,3	1 365	1 465 054,5	1 151 972,89	1 299,0	+ 66,0
1959	1 095,7	1 369	1 500 013,3	1 200 558,49	1 353,4	+ 15,6
1960	1 156,1	1 331	1 538 769,1	1 336 567,21	1 500,1	— 169,1
1961	1 179,2	1 525	1 798 280,0	1 390 512,64	1 556,2	— 31,2
1962	1 222,6	1 635	1 998 951,0	1 494 750,76	1 661,7	— 26,7
1963	1 267,3	1 803	2 284 941,9	1 606 049,29	1 770,2	+ 32,8
1964	1 314,8	2 077	2 730 839,6	1 728 699,04	1 885,6	+ 191,4
Σ	15 727,8	18 582	20 344 183,6	16 845 188,74	18 582,0	0
1965	1 365,2				2 007,9	
1966	1 419,1				2 138,8	
1967	1 476,7				2 278,7	
1968	1 538,6				2 429,1	
1969	1 605,4				2 591,3	
1970	1 677,6				2 766,7	
1971	1 753,1				2 950,1	

 x_i = Bruttosozialprodukt zu Marktpreisen 1962 (in Mill. N£) y_i = Energieverbrauch (in 1000 t SKE)

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D V (Anhang).

Carter, Nicholas G. and Clark, Peter B., a. a. O., S. 4 ff.

Tab. D XXVII: *Berechnung des Bravais Pearson'schen Korrelationskoeffizienten*

Jahr	$x_i - \bar{x}$	$y_i - \bar{y}$	$(x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})$	$(x_i - \bar{x})^2$	$(y_i - \bar{y})^2$
1950	— 274,2	— 429,8	+ 117 851,16	75 185,64	184 728,04
1951	— 212,7	— 608,8	+ 128 215,56	45 241,29	363 367,84
1952	— 156,1	— 425,8	+ 66 667,38	24 367,21	181 305,64
1953	— 136,2	— 289,8	+ 39 470,76	18 550,44	83 984,04
1954	— 66,0	— 308,8	+ 20 380,80	4 356,00	95 357,44
1955	— 36,8	— 235,8	+ 8 677,44	1 354,24	55 601,64
1956	— 63,8	— 98,8	+ 6 303,44	4 070,44	9 761,44
1957	— 23,4	— 41,8	+ 978,12	547,56	1 747,24
1958	+ 24,8	+ 126,2	+ 3 129,76	615,04	15 926,44
1959	+ 47,2	+ 130,2	+ 6 145,44	2 227,84	16 952,04
1960	+ 107,6	+ 92,2	+ 9 920,72	11 577,76	8 500,84
1961	+ 130,7	+ 286,2	+ 37 406,34	17 082,49	81 910,44
1962	+ 174,1	+ 396,2	+ 68 978,42	30 310,81	156 974,44
1963	+ 218,8	+ 564,2	+ 123 446,96	47 873,44	318 321,64
1964	+ 266,3	+ 838,2	+ 223 212,66	70 915,69	702 579,24
	0	0	+ 860 584,96	354 275,89	2 277 018,40

 x_i = Bruttosozialprodukt (in Mill. N£) y_i = Energieverbrauch (in 1000 t SKE)

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XXVI (Anhang).

Tab. D XXVIII: *Jährliche Zuwachsrate des Bruttosozialprodukts und des Energieverbrauchs*
im Zeitraum 1950 bis 1964

Jahr	x_i		y_i	
	Mill. N£	jährl. Zu- wachsrate in %	1 000 t SKE	jährl. Zu- wachsrate in %
1950	774,3	—	809	—
1951	835,8	+ 7,9	636	— 21,4
1952	892,4	+ 6,8	813	+ 27,8
1953	912,3	+ 2,2	949	+ 16,7
1954	982,5	+ 7,7	930	— 2,0
1955	1 011,7	+ 3,0	1 003	+ 7,8
1956	984,7	— 2,7	1 140	+ 13,7
1957	1 025,1	+ 4,1	1 197	+ 5,0
1958	1 073,3	+ 4,7	1 365	+ 14,0
1959	1 095,7	+ 2,1	1 369	+ 0,3
1960	1 156,1	+ 5,5	1 331	— 2,8
1961	1 179,2	+ 2,0	1 525	+ 14,6
1962	1 222,6 ^a	+ 3,7	1 635	+ 7,2
1963	1 267,3 ^a	+ 3,7	1 803	+ 10,3
1964	1 314,8 ^a	+ 3,7	2 077	+ 15,2
1—15	15 727,8	+ 69,8	18 582	+ 156,7

x_i = Bruttosozialprodukt zu Marktpreisen 1962

y_i = Energieverbrauch

Zusammengestellt und berechnet nach Tabelle D XXVI (Anhang).

^a Von Carter und Clark projizierte Werte.

Tab. E I: *Die wichtigsten Exportgüter Nigerias* in den Jahren 1955 bis 1964 in Mill. N£

Warenbenennung	Jahre	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
Erdnüsse		23,1	27,8	20,1	26,9	27,5	22,9	32,2	32,4	36,6	34,3
Erdnußöl		3,2	4,1	4,6	3,7	4,6	5,3	5,0	6,2	6,6	8,1
Erdnußkuchen		1,4	1,2	1,1	1,2	1,6	1,7	1,9	2,5	2,7	4,6
Insgesamt Erdnußprodukte		27,7	33,1	25,8	31,8	33,7	29,9	39,1	41,1	45,9	47,0
Palmöl		13,2	14,9	13,8	12,7	13,8	14,0	13,2	8,9	9,4	10,8
Palmkerne		19,2	20,4	18,0	20,5	26,0	26,1	19,9	16,9	20,8	21,0
Insg. Palmöl und Palmkerne		32,4	35,3	31,8	33,2	39,8	40,1	33,1	25,8	30,2	31,8
Kakao		26,2	24,0	26,0	26,7	38,3	36,8	33,7	33,3	32,4	40,1
Rohbaumwolle		9,4	7,1	6,3	7,8	7,3	6,2	11,1	5,9	9,5	6,1
Häute und Felle		3,2	3,0	3,1	3,3	4,2	4,5	4,1	3,8	4,2	4,6
Kautschuk, Gummi		5,6	6,4	7,0	7,6	11,6	14,2	11,0	11,4	11,8	11,0
Holz und Holzprodukte		5,6	4,8	5,0	6,3	7,0	8,1	7,9	7,0	7,8	9,1
Zinnerze		5,9	7,2	7,6	3,9	4,2	6,0	6,6	0,2	0,1	—
Zinnmetalle		—	—	—	—	—	—	0,5	6,7	8,9	12,5
Sonstige Produkte		13,8	11,4	11,6	11,2	11,7	15,4	11,5	12,1	13,8	16,1
Gesamtexporte an trad. inl. Gütern		129,8	132,3	124,2	131,8	157,8	161,2	158,6	147,3	164,6	178,3
Rohölexporte		—	—	—	1,0	2,7	4,4	11,5	16,7	20,2	32,1
Gesamtexporte an inl. Gütern		129,8	132,3	124,2	132,8	160,5	165,6	170,1	164,0	184,8	210,4
Re-Exporte		2,7	2,3	3,4	2,8	3,0	4,1	3,6	4,5	4,8	4,2
Gesamtexporte		132,5	134,6	127,6	135,6	163,5	169,7	173,7	168,5	189,6	214,6

Zusammengestellt nach:

Annual Abstract of Statistics, Nigeria 1964, a. a. O., S. 67 ff.

Review of External Trade, Nigeria 1964, Federal Office of Statistics, Lagos 1965, Nigeria, S. 2 ff.

Tab. E II:

Die wichtigsten Exportgüter Nigerias
geschätzte Entwicklung in den Jahren 1965 bis 1970
in Mill. N£

Jahre Warenbenennung	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Erdnüsse	29,0	22,6	23,5	24,5	25,0	25,0
Erdnußöl	13,3	18,5	18,0	16,5	15,5	14,0
Erdnußkuchen	4,9	7,8	7,5	7,3	7,3	7,3
Insg. Erdnußprodukte	47,2	48,9	49,0	48,3	47,8	46,3
Palmöl	12,4	10,5	10,0	9,5	9,0	8,0
Palmkerne	25,5	24,5	17,0	16,5	15,5	15,0
Palmkernöl	—	—	5,5	5,0	4,5	4,0
Palmkernkuchen	—	—	1,9	1,8	1,8	1,8
Insg. Palmöl und Palmkernprodukte	37,9	35,0	34,4	32,8	30,8	28,8
Kakao	40,5	35,0	35,0	37,0	39,0	40,0
Rohbaumwolle	8,0	8,1	8,4	8,7	9,0	9,2
Häute und Felle	5,5	5,8	6,1	5,1	5,4	5,6
Kautschuk, Gummi	13,9	14,1	14,2	14,6	13,6	12,9
Holz und Holzprodukte	8,4	9,0	9,5	9,7	10,1	10,5
Zinnmetalle	15,4	14,0	13,5	14,4	12,0	11,6
sonstige Produkte	13,2	18,1	19,9	21,4	22,3	25,1
Gesamtexporte an trad. inl. Gütern	190,0	188,0	190,0	192,0	190,0	190,0
Rohölexporte: Minimalentwicklung	60,5	79,0	103,5	128,5	153,0	177,5
Rohölexporte: Maximalentwicklung	70,0	110,0	150,0	195,0	235,0	275,0
Gesamtexport an inl. Gütern (min.)	250,0	267,0	293,5	320,5	343,0	367,5
Gesamtexport an inl. Gütern (max.)	260,0	298,0	340,0	387,0	425,0	465,0

Tab. E III:

Die Entwicklung der Exportpreise wichtiger nigerianischer Ausfuhrsgüter
in den Jahren 1954 bis 1964
in N£ je ltn

Warenbenennung	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
Erdnüsse	70	58	62	67	53	55	66	65	61	60	63
Erdnußöl	121	93	117	118	94	97	114	111	98	95	102
Palmöl	65	72	80	83	74	75	72	80	76	74	80
Palmkerne	49	44	45	44	46	60	60	48	46	52	54
Kakao	401	298	205	193	303	268	239	183	171	185	204
Rohbaumwolle	283	284	254	253	231	203	230	242	255	238	245
Kautschuk	139	186	169	176	186	219	250	201	189	187	166
Rohöl	—	—	—	—	4,0	5,0	5,3	5,2	5,0	5,5	5,5

Zusammengestellt und berechnet nach:

Nigeria Trade Summary, December 1964, a. a. O., S. 205 ff.

Annual Abstract of Statistics, Nigeria 1964, a. a. O., S. 67 ff.

Tab. E IV: Die Güterimporte Nigerias nach Warengruppen in den Jahren 1955 bis 1970 in Mill. N£

Tatsächliche Entwicklung	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
Nicht dauerhafte Konsumgüter	61,0	68,5	66,2	69,3	69,9	86,6	92,5	77,3	74,2	74,4
Dauerhafte Konsumgüter	12,7	14,7	12,9	15,2	17,2	24,9	22,8	18,9	17,5	17,7
Konsumgüter insgesamt	73,7	83,2	79,1	84,5	87,1	111,5	115,3	96,2	91,7	92,1
Rohstoffe, Halbfabrikate und Energieträger	20,1	21,4	23,3	25,8	28,9	33,3	36,8	39,2	45,6	53,0
davon: Mineralölfertigprodukte	6,5	7,3	8,2	8,9	10,3	11,2	13,3	13,9	15,4	19,3
Investitionsgüter	42,3	48,0	50,0	56,7	63,5	70,4	70,3	67,6	70,1	107,8
Gesamtimporte	136,1	152,7	152,5	166,9	179,4	215,2	222,4	203,0	207,5	252,9
Geschätzte Entwicklung	1965	1966	1967	1968	1969	1970				
Nicht dauerhafte Konsumgüter	81,0	80,0	78,1	79,7	80,2	76,5				
Dauerhafte Konsumgüter	18,6	19,3	20,0	20,6	22,0	23,5				
Konsumgüter insgesamt	99,6	99,3	98,2	100,3	102,3	100,0				
Rohstoffe, Halbfabrikate und Energieträger	57,6	45,1	48,1	52,5	55,2	61,5				

Vgl. Annual Abstract of Statistics, Nigeria 1964, a. a. O., S. 69 ff.

Tab. E V: Ein- und Ausfuhr nach Teilen des internationalen Warenverzeichnisses für den Außenhandel (CST) in den Jahren 1956 bis 1963 in Mill. N£

Jahr	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0—9
	Lebende Tiere und Nahrungsmittel	Getränke und Tabak	Rohstoffe ausgen. mineral. Brennstoffe	Mineralstoffe, Schmiermittel	Tier. und pflanzl. Fette u. Öle	Chemische Erzeugnisse	Bearbeitete Waren nach Beschaffenheit	Maschinen u. Fahrzeuge	Verschiedene bearbeitete Waren	Waren nicht nach Beschaffenheit	Insgesamt
Einfuhr (C. I. F.)											
1956	16,0	5,3	1,9	7,3	n	7,6	65,3	32,3	14,2	2,8	152,8
1957	18,3	5,5	1,9	8,2	n	8,0	62,8	31,3	13,4	2,9	152,5
1958	18,2	5,6	2,0	8,9	n	8,3	65,9	39,4	15,5	2,4	166,3
1959	20,8	5,8	2,1	10,4	n	10,1	65,9	42,7	17,8	2,8	178,4
1960	23,9	6,2	2,1	11,3	n	12,2	81,1	51,6	23,9	3,4	215,9
1961	22,7	6,1	2,5	13,4	n	12,6	87,5	50,5	23,8	3,4	222,5
1962	23,5	4,8	2,4	14,1	n	12,3	73,1	48,3	21,7	3,1	203,2
1963	21,9	2,9	3,1	15,5	n	14,5	74,2	50,6	21,3	3,4	207,5
Ausfuhr an incl. Gütern (F. O. B.)											
1956	28,2	n ^a	82,0	0,3	19,0	0,1	1,1	—	n	1,4	132,3
1957	31,0	n	71,6	0,5	18,4	0,1	1,0	—	n	1,4	124,2
1958	32,2	0,2	79,9	1,4	16,4	0,1	1,2	—	n	1,3	132,8
1959	43,8	0,2	92,2	3,1	18,4	0,2	1,3	—	n	1,4	160,5
1960	43,0	n	94,3	4,5	19,3	0,2	1,5	—	n	2,7	165,6
1961	37,0	n	98,7	11,8	18,3	0,2	1,6	—	n	2,5	170,1
1962	37,4	0,1	82,2	16,9	15,1	0,2	8,8	—	n	3,1	164,0
1963	37,0	n	96,8	20,3	16,1	0,2	10,6	—	n	3,7	184,9
Re-Exporte (F. O. B.)											
1956	n	n	n	1,6	—	0,1	0,2	0,2	n	0,2	
1957	n	n	n	2,4	—	0,2	0,2	0,3	n	0,2	
1958	n	n	n	1,8	—	0,2	0,1	0,4	0,1	n	
1959	n	n	n	1,8	—	0,2	n	0,8	n	n	
1960	n	n	n	2,0	—	n	0,2	1,6	n	0,2	
1961	0,2	n	n	2,5	—	n	0,1	0,5	0,2	n	
1962	0,1	n	n	2,7	—	0,1	0,4	0,9	0,2	n	
1963	0,2	n	n	3,1	n	0,1	0,5	0,5	0,3	n	

Annual Abstract of Statistics, Nigeria 1964, a. a. O., S. 69.

^a n bedeutet weniger als 0,1 Mill. N£.

Tab. E VI:

Die Ausgaben und Einnahmen der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria
in den Jahren 1958 bis 1964
in Mill. N£

	vor 1958	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	Insges.
<i>I. Einnahmen</i>									
1. Aus Rohölexporten	0	1,0	2,7	4,4	11,5	16,7	20,2	32,1	88,6
2. Aus Geschäften in Nigeria	n ^a	n	n	n	n	n	0,6	0,8	1,4
Gesamteinnahmen	n	1,0	2,7	4,4	11,5	16,7	20,8	32,9	90,0
<i>II. Ausgaben</i>									
1. Ausgaben in Nigeria	9,0	5,4	6,9	7,7	11,6	9,8	12,3	21,4 ^b	84,1
davon Abgaben a. d. Staat	n	0,1	0,9	1,2	4,9	4,1	4,8	11,3 ^b	27,3 ^b
„local expenditures“	9,0	5,3	6,0	6,5	6,7	5,7	7,5	10,1	56,8
2. Ausgaben im Ausland	16,0	9,6	11,6	9,1	6,7	3,6	7,4	12,3	76,3
Gesamtausgaben	25,0	15,0	18,5	16,8	18,3	13,4	19,7	33,7	160,4
Ausgabenüberschuß	25,0	14,0	15,8	12,4	6,8	—	—	0,8	—
Einnahmenüberschuß	—	—	—	—	—	3,3	1,1	—	—
Anteil der Ausgaben in Nigeria an den Gesamtausgaben	36,0	36,0	37,3	45,8	63,4	73,1	62,4	63,5	52,4
Anteil der Ausgaben im Ausland an den Gesamtausgaben	64,0	64,0	62,7	54,2	36,6	26,9	37,6	36,5	47,6

Persönliche Mitteilungen der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria.

^a n = bedeutet weniger als 0,1 Mill. N£.

^b Hierin ist eine Körperschaftssteuer Vorauszahlung in Höhe von 5 Mill. N£ enthalten.

Tab. E VII:

Die Entwicklung der Zahlungsbilanz Nigerias
in den Jahren 1958 bis 1964
in Mill. N£

	1958		1959		1960		1961		1962		1963		1964	
	C	D	C	D	C	D	C	D	C	D	C	D	C	D
A. Leistungsbilanz														
1. Warenverkehr	134,3	168,2	162,1	180,2	162,1	217,5	179,9	224,4	165,4	199,0	186,0	200,6	214,6	253,8
2. Frachten und Versicherungen	7,7	7,7	7,1	8,9	8,4	9,8	9,3	8,5	9,4	4,6	9,9	6,0	10,7	5,5
3. Reiseverkehr	1,6	5,7	1,9	6,0	2,3	8,0	2,0	8,9	2,5	13,4	3,3	13,6	1,0	11,4
4. Direkte Kapitalerträge	—	5,8	—	8,5	—	8,1	—	6,5	—	6,0	—	16,4	—	18,4
5. Andere Kapitalerträge	7,5	1,0	7,0	1,5	5,6	2,3	6,0	3,4	5,6	3,5	4,0	3,0	2,6	3,3
6. Regierung	0,8	3,8	1,7	6,1	2,1	6,3	3,2	6,7	3,7	2,2	3,7	3,2	4,2	2,8
7. Andere Dienste	—	1,4	—	1,9	—	2,0	—	1,1	2,4	8,9	2,0	10,0	2,4	14,5
Ausfuhr- bzw. Einfuhrüberschuß	—	41,7	—	33,3	—	73,5	—	68,1	—	48,6	—	43,9	—	74,2
B. Übertragungen														
8. Private Übertragungen	1,5	4,7	1,3	6,5	1,3	7,0	1,3	7,7	2,5	5,7	2,2	7,4	4,1	10,5
9. Staatliche Übertragungen	3,9	—	3,5	—	4,9	—	2,0	—	10,9	1,1	4,1	1,6	7,5	0,9
Übertragungen (Saldo)	0,7	—	—	1,7	—	0,8	—	4,4	6,6	—	—	2,7	0,2	—
Saldo 1—9	—	41,0	—	35,0	—	74,3	—	72,5	—	42,0	—	46,6	—	74,0
C. Kapitalbilanz														
10. Unternehmen und private Haushalte (Saldo)	16,8	—	24,0	—	19,0	—	23,0	—	10,4	—	36,5	—	41,0	—
11. Staat und halbstaatliche Organisationen (Saldo)	21,3	—	7,5	—	52,8	—	24,4	—	32,4	—	26,9	—	27,8	—
Überschuß	38,1	—	31,5	—	71,8	—	47,4	—	42,8	—	63,4	—	68,8	—
D. Ungeklärte Beträge	2,9	—	3,5	—	2,5	—	25,1	—	—	0,8	—	16,8	5,2	—

Zusammengestellt nach: Informationen der Zentralbank von Nigeria, Annual Abstract of Statistics, Nigeria 1964, a. a. O., S. 102.

Tab. E VIII:

Die Abgaben der Rohölgesellschaften an den nigerianischen Staat
in den Jahren 1954/55 bis 1964/65
in 1000 N£

<i>Art der Abgaben</i>	1954/55	1955/56	1956/57	1957/58	1958/59	1959/60	1960/61	1961/62	1962/63	1963/64	1964/65	Insgesamt 1954/55 bis 1964/65
Pachtgebühren	0,5	3,0	9,2	9,2	14,1	675,5	873,2	1691,5	2294,5	3020,0	3861,1	12 451,8
Shell-BP	0,5	3,0	9,2	9,2	14,1	675,4	872,9	1690,2	2292,5	2840,5	2741,2	11 148,7
newcomers	n ^a	n	n	n	n	0,1	0,3	1,3	2,0	179,5	1 119,9	1 303,1
Förderzinsen	—	—	—	5,0	65,0	222,1	337,7	1 185,7	1768,2	1 997,5	3 345,6	8 926,8
Shell-BP	—	—	—	5,0	65,0	222,1	337,7	1 185,7	1 768,2	1 997,5	3 328,8	8 910,0
newcomers	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	16,8	16,8
Prämien	—	—	—	—	—	770,0	—	5 656,6	4 404,1	—	634,9	11 465,6
Shell-BP	—	—	—	—	—	—	—	2 000,0	—	—	—	2 000,0
newcomers	—	—	—	—	—	770,0	—	3 656,6	4 404,1	—	634,9	9 465,6
Körperschaftsteuer	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	250,0	250,0
Shell-BP	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	250,0	250,0
<i>Insgesamt</i>	0,5	3,0	9,2	14,2	79,1	1 667,6	1 211,0	8 534,5	8 467,4	5 018,2	8 091,6	33 094,2
Shell-BP	0,5	3,0	9,2	14,2	79,1	897,5	1 210,7	4 876,6	4 061,3	4 838,7	6 320,0	22 308,7
newcomers	n	n	n	n	n	770,1	0,3	3 657,9	4 406,1	179,5	1 771,6	10 785,5

Zusammengestellt und berechnet nach:

- Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1955, a. a. O., S. 3 f.
 Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1956, a. a. O., S. 2.
 Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1957, a. a. O., S. 4.
 Annual Report of the Mines Department, for the Year ended 31 st March 1958, a. a. O., S. 2.
 Annual Report of the Mines Division, 1958—59, a. a. O., S. 3 f.
 Annual Report of the Mines Division, for the Year ended 31 st March 1960, a. a. O., S. 2, 18.
 Annual Report of the Mines Division, for the Year 1960—61, a. a. O., S. 2, 19.
 Annual Report of the Mines Division, for the Year ended 31 st March 1962, a. a. O., S. 6, 20.
 Annual Report of the Petroleum Division, for the Year ended 31 st March 1963, a. a. O., S. 5 f.
 Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, a. a. O., S. 17.
 Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1964—65, a. a. O., S. 12.

^a n = bedeutet weniger als 0,1 Einheiten.

^b Im Jahre 1964 leistete Shell-BP außerdem noch eine Körperschaftsteuervorauszahlung in Höhe von 5 Mill. N£.

Tab. E IX:

Gliederung der „Local Expenditures“ der Shell-BP nach der Art ihrer Verwendung
in den Jahren 1958 bis 1964
in Mill. N£ und in Prozent

	1958		1959		1960		1961		1962		1963		1964		Insgesamt	
	Mill. N£	%	Mill. N£	%	Mill. N£	%	Mill. N£	%	Mill. N£	%	Mill. N£	%	Mill. N£	%	Mill. N£	%
Zahlungen an Vertragsfirmen	2,4	45,3	2,6	43,3	2,3	35,4	2,8	41,8	1,8	31,6	2,9	38,7	5,0	49,5	19,8	41,4
Löhne und Gehälter	0,8	15,1	0,9	15,0	1,4	21,5	1,5	22,4	1,2	21,0	1,9	25,3	2,0	19,8	9,7	20,3
Käufe einheimischer Erzeugnisse	0,4	7,5	0,4	6,7	0,5	7,7	0,4	6,0	0,4	7,0	1,1	14,7	1,2	11,9	4,4	9,2
Gebühren und Abgaben	0,2	3,8	0,3	5,0	0,2	3,1	0,2	3,0	0,3	5,3	0,2	2,7	0,5	5,0	1,9	4,0
Sonstige Ausgaben	1,5	28,3	1,8	30,0	2,1	32,3	1,8	26,9	2,0	35,1	1,4	18,7	1,4	13,9	12,0	25,1
„local expenditures“	5,3	100,0	6,0	100,0	6,5	100,0	6,7	100,0	5,7	100,0	7,5	100,0	10,1	100,0	47,8	100,0
Gesamtausgaben	15,0	—	18,5	—	16,9	—	18,3	—	13,4	—	19,7	—	33,7	—	135,4	—
Anteil der „local expenditures“ an den Gesamtausgaben	35,3	—	32,4	—	38,7	—	36,6	—	42,5	—	38,1	—	30,0	—	35,3	—

Zusammengestellt und berechnet nach persönlichen Mitteilungen der Shell-BP vom März 1965, sowie Tabelle E VI.

Tab. E X:

Geplanter petrochemischer Industriekomplex in Nigeria

Petrochemische Industriebetriebe	Kapital- bedarf in Mill. N£	Laufende Betriebs- kosten in Mill. N£/Jahr	<i>Beschäftigte</i>			Industrie- standort
			Aus- länder	Nigeria- ner	Ins- gesamt	
Liquid Petroleum Gas (LPG)						
Gewinnung	1,1	0,1	5	19	24	Imo River
Polyäthylenherstellung	6,0	0,7	17	65	82	Bomu
Rußgewinnung	2,7	0,4	10	57	67	Bomu
Salzrückgewinnung	6,6	0,8	5	74	79	Bonny, Port Harcourt
Ätznatron- und Chlorgewinnung	0,8	0,2	7	28	35	Port Harcourt
Kunstdüngerherstellung	4,4	0,5	16	61	77	Port Harcourt
Insgesamt	21,6	2,7	60	304	364	

Zusammengestellt nach: Utilization of Natural Gas in the Nigerian Economy, a. a. O., S. 50 ff.

LITERATURVERZEICHNIS

I. Bücher:

- Anderson, Oskar*: Probleme der statistischen Methodenlehre in den Sozialwissenschaften, 3. Aufl., Würzburg 1957
- Bain, A. D. N.*: The Nigerian Coalfield, Section I, Enugu Area, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 6, Lagos 1924
- Bauer, Peter T.*: West African Trade, A Study of Competition, Ologopoly and Monopoly in a Changing Economy, Cambridge University Press, Cambridge 1954
- Beetz, Werner; Behrend, Fritz u. a.*: Der geologische Bau, die nutzbaren Lagerstätten und die Bergwirtschaft Afrikas, Teil 2, Westafrika, Berlin 1942
- Buchanan, K. M. and Pugh, J. G.*: Land and People in Nigeria, 2. Aufl., University of London Press, London 1958
- Buchholz, Ernst W.*: Ländliche Bevölkerung an der Schwelle des Industriezeitalters, Stuttgart 1966
- Chardonnet, Jean*: Géographie Industrielle, Tome 1, Les Sources D'Énergie, Sirey, Paris 1962
- Clawson, Marion Ed.*: Natural Resources and International Development, Johns Hopkins, Baltimore 1964
- Dike, Onwuka K.*: Trade and Politics in the Niger Delta 1830—1885, Farendon Press, Oxford 1959
- Dill, Kurt*: Industrialisierung Nigerias, Basel 1965
- Dix, Hewitt C.*: Seismic Prospecting for Oil, Harper a. Brothers, New York 1952
- Fischler, Guido*: Der britische Energiemarkt und die Atomkraftnutzung, Basel 1964
- Frankel, S. H.*: Capital Investment in Africa, Its Course and Effects, Oxford University Press, London 1938
- Friedensburg, F.*: Die Bergwirtschaft der Erde, Bodenschätze, Bergbau und Mineralienversorgung der einzelnen Länder, 6. Aufl., Stuttgart 1965
- Gleißner, Erwin*: Wirtschaftliche und methodische Probleme bei der Vorausschätzung des gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs und seiner Struktur nach Energieträgern unter besonderer Berücksichtigung von bisher erstellten Energieverbrauchs vorausschätzungen, München 1965
- Grant, J.*: A Geography of Western Nigeria, Cambridge University Press, New York 1960
- Gumz, Wilhelm; Regul, Rudolf*: Die Kohle, Entstehung, Eigenschaften, Gewinnung und Verwendung, Essen 1954
- Gutenberg, Erich*: Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre, 1. Bd.: Die Produktion, 4. Aufl., Berlin 1958
- Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre, 2. Bd.: Der Absatz, 3. Aufl., Berlin 1959
- Guth, Wilfried*: Der Kapitalexport in Unterentwickelte Länder, Basel 1957
- Härtig, Helmut; Schmidt, Rudolf*: Kohle, Erdöl und Erdgas, Halle (Saale) 1957
- Harrison, Church R. J.*: West Africa, Second Edition, Longmans, Green and Co. Ltd., London 1960
- Harrison, Church R. J.; Framer, B. H. u. a.*: Geographical Essays on British Tropical Land, George Philip a. Son Ltd., London 1956
- Hartshorn, J. E.*: Oil Companies and Governments, Faber and Faber, London 1962
- Hautmann, Kurt*: Grundlagen und Ziele der Entwicklungshilfe — Der Deutsche Unternehmer in einer veränderten Wirtschaftsordnung, Herne-Berlin 1961
- Hawkins, E. K.*: Road Transport in Nigeria — A Study of African Enterprise, Oxford University Press, London 1958
- Heinen, Edmund*: Betriebswirtschaftliche Kostenlehre, Bd. 1: Grundlagen, Wiesbaden 1959
- Handelsbilanzen, 2. Aufl., Wiesbaden 1962
- Helander, Sven*: Entwicklungspolitik in Nigeria, Köln und Opladen 1963
- Hellin, Frederick P.*: Pipelines in Europa, Wien 1966
- Hesse, Helmut*: Der Außenhandel in der Entwicklung unterentwickelter Länder unter besonderer Berücksichtigung Lateinamerikas, Tübingen 1961
- Hesse, Kurt*: Entwicklungsländer und Entwicklungshilfen an der Wende des Kolonialzeitalters, Berlin 1962
- Hirschman, Albert O.*: The Strategy of Economic Development, Third Printing, New Haven 1960
- Hogg, V. W.; Roelandts, C. M.*: Nigerian Motor Vehicle Traffic, an Economic Forecast, Oxford University Press, London 1962
- Holland, Bernd*: Die Rohrleitung als Ferntransportmittel, Berlin 1961
- Issawi, Charles; Yeganch, Mohammed*: The Economics of Middle Eastern Oil, Frederick A. Praeger, New York 1962
- Joesten, Joachim*: Öl regiert die Welt, Düsseldorf 1958
- Ölmächte im Wettstreit, Baden-Baden 1963
- Kapferer, C. u. a.*: Förderung der Entwicklungshilfe durch Hebung der Einfuhr aus Entwicklungsländern, Berlin 1962
- Kartsev, A. A.; Tabasaranskii, Z. A.*: Geochemical Methods of Prospecting and Exploration for Pe-

- roleum and Natural Gas, University of California Press, Los Angeles 1959
- Kaufmann, Herbert*: Nigeria, Bonn 1958
- Kemp, Juliet O.*: A List of Books, Articles and Government Publications on the Economy of Nigeria 1960—1962, Nigerian Institute of Social and Economic Research, Ibadan 1963
- Kimble, Georg H.*: Tropical Africa, Volume one: Land and Livelihood, The Twentieth Century Fund, New York 1960
- Klatt, Sigurd*: Zur Theorie der Industrialisierung, Köln und Opladen 1959
- Krenkel, Erich*: Geologie und Bodenschätze Afrikas, 2. Aufl., Leipzig 1957
- Krüger, Karl*: Mächte der Energie, Berlin 1965
- Kubbab, Abdul Amir*: Libya its Oil Industry and Economic System, The Arab-Petro-Economic Research Centre, Bagdad 1964
- Lehmann, Gerhard H.*: Erdöl-Lexikon, 4. Aufl., Mainz-Heidelberg 1964
- Lenczowski, George*: Oil and State in the Middle East, Cornell University Press, Ithaca-New York 1960
- Levy, Walter J.*: Lage und Entwicklungstendenzen des Weltölmarktes, Köln 1961
- Longrigg, Stephen H.*: Oil in the Middle East, Oxford University Press, London 1961
- Machatschek, Fritz*: Das Relief der Erde, 2. Bd., 2. Aufl., Berlin 1955
- Manners, Gerald*: The Geography of Energy, Hutchinson & Co. Ltd., London 1964
- Mayer, Ferdinand*: Erdöl Weltatlas, Braunschweig 1966
- McLean, John G.; Haight, Robert Wm.*: The Growth of Integrated Oil Companies, Boston 1954
- Mellerowicz, Konrad*: Kosten und Kostenrechnung, Bd. I: Theorie der Kosten, 3. Aufl., Berlin 1933
- Murawski, Hans*: Geologisches Wörterbuch, Stuttgart 1963
- Myrdal, Gunnar*: Economic Theory and Under-Developed Regions, Gerald Duckworth & Co. Ltd., London 1957
- Netschert, Bruce C.*: The Future Supply of Oil and Gas, A Study of the availability of crude oil, natural gas and natural gas liquids in the United States in the period through 1975, The Johns Hopkins Press, Baltimore 1958
- Odell, Peter R.*: An Economic Geography of Oil, G. Bell and Sons, Ltd., London 1963
- Okigbo, P. N. C.*: Nigerian National Accounts 1950—1957, Federal Ministry of Economic Development, Enugu 1961
- o. V.*: Das Buch vom Erdöl, hrsg. von der BP Benzin und Petroleum AG, Hamburg 1963
- o. V.*: Struktur und Entwicklung des Weltenergieverbrauchs, Deutsche Shell Aktiengesellschaft, 2. Aufl., Hamburg 1960
- Pätz, Jürgen*: Steuersysteme und Steuerpolitik in Entwicklungsländern, Göttingen 1966
- Pedler, F. J.*: Economic Geography of West Africa, Longmans, Green and Co., London 1955
- Perkins, W. A.; Stembidge, J. H.*: Nigeria, A Descriptive Geography, Oxford University Press (Second Edition) London 1963
- Powell, Richard J.*: The Mexican Petroleum Industry 1938—1950, University of California Press, Los Angeles 1956
- Pratt, Wallace E.; Good, Dorothy*: World Geography of Petroleum, American Geographical Society, Special Publication No. 31, Princeton University Press 1950
- Prest, Cf. A. R.; Stewart, J. G.*: The National Income of Nigeria, 1950—51, Colonial Research Study No. 11, London 1953
- Quinn-Young, C. T.; Herdman, T.*: Geography of Nigeria, Longmans, Green and Co., London 1957
- Reyment, R. A.*: Aspects of the Geology of Nigeria, Ibadan University Press, Ibadan 1965
- Rose, Klaus*: Theorie der Außenwirtschaft, Berlin 1964
- Rumler, Franz-Josef*: Wirtschaftliche Probleme bei der Aufstellung von Energiebilanzen und bei Vorausschätzungen des künftigen Energiebedarfs, München 1960
- Scharf, Traute*: Finanzierungsprobleme in den Entwicklungsländern, Berlin 1965
- Schmidt, Herbert*: Räumliche Wirkung der Investitionen im Industrialisierungsprozeß, Köln und Opladen 1966
- Schneider, Erich*: Einführung in die Wirtschaftstheorie, I. Teil: Theorie des Wirtschaftskreislaufs, 11. Aufl., Tübingen 1964
- Schnittger, Lübke*: Besteuerung und wirtschaftliche Entwicklung in Ostafrika, Berlin 1966
- Schumpeter, Josef*: Theorie der wirtschaftlichen Entwicklung, 5. Aufl., Berlin 1926
- Seidenfus, Hellmuth St.*: Energie und Verkehr, Basel 1960
- Shwadran, Benjamin*: The Middle East, Oil and the Great Power, 2. Aufl., Frederick A. Praeger, New York 1956
- Simpson, A.*: The Nigerian Coalfield, the Geology of Parts of Onitsha, Owerri and Benue Provinces, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 24, Lagos 1954
- Sokolski, Alan*: The Establishment of Manufacturing in Nigeria, Frederick A. Praeger, New York 1965
- Spindler, Joachim v.*: Das wirtschaftliche Wachstum in Entwicklungsländern, Stuttgart 1963
- Stapleton, Brian G.*: The Wealth of Nigeria, Oxford University Press, London 1958
- Streicher, Heinz*: Raffineriestandorte und Rohrleitungspolitik, Hamburg 1963
- Swardt de, A. M. J.; Casey, O. P.*: The Coal Resources of Nigeria, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 28, Ministry of Mines and Power, Lagos 1963
- Totten, Don E.*: Erdöl in Saudi-Arabien, München-Heidelberg 1959

- Tulatz, Herbert A.*: Die Gewerkschaftsentwicklung Nigerias, Hannover 1963
- Vasseur, L. V.*: Pétrole et Gaz Naturel dans le Monde, 2. Aufl., Armand Colin, Paris 1965
- Willms, Manfred*: Die Stellung der Mineralölindustrie im Industrialisierungsprozeß, Köln und Opladen 1964
- Wilson, R. C.*: Brown Coal in Nigeria, Geological Survey of Nigeria, Occasional Paper, No. 1, Lagos 1925
- The Geology of the Western Railway, Section I, Iddo to Okuku, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 2, Lagos 1922
- The Geology of the Eastern Railway, Section I, Port Harcourt to Enugu, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 8, Lagos 1925
- Wilson, R. C.; Bain, A. D. N.*: The Nigerian Coal-field, Section II, Parts of Onitsha and Owerri Provinces, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 12, Lagos 1928
- Wöhe, Günter*: Betriebswirtschaftliche Steuerlehre, Bd. I, Berlin 1964
- Yesufu, T. M.*: An Introduction to Industrial Relations in Nigeria, Oxford University Press, London 1962
- Zimmermann, L. J.*: Arme und Reiche Länder, Köln 1963

II. Aufsätze in Zeitschriften und Sammelwerken:

a) Aufsätze mit Verfasserangabe

- Aboyade, O.*: Some Implications of Nigerian Imports Structure, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 4, No. 1, Ibadan March 1962, S. 51—61
- Balassa, Bela*: Die Entwicklungsländer in der Weltwirtschaft, in: Entwicklungspolitik, Handbuch und Lexikon, Stuttgart 1966, Sp. 71—104
- Buchanan, M. S.*: The Enugu Coals, Udi Division, Onitsha Province, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1955, S. 5—10
- Burchard, Hans-Joachim*: Mineralölwirtschaft, in: Planung ohne Planwirtschaft, Basel 1964, S. 118—122
- Casey, O. P.; Hockey, R. D.*: The Orupka Coal, Idoma Division, Benue Province, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1954, S. 4—9
- Casey, O. P.; Richards, H. J.*: The Ezimo Coal, Nsukka Division, Onitsha Province, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1954, S. 10—13
- Casey, O. P.; Hockey, R. D.; Richards, H. J.*: The Ogboyoga Coal, Igala Division, Kabba Province, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1955, S. 11—16
- Chenery, Hollis B.; Watanabe, Tsunehiko*: International Comparisons of the Structure of Production, in: Econometrica, Volume 26, October 1958, Number 4, S. 487—521
- Edokpayi*: The Niger an the Benue in Nigeria's Economy; Past, Present and Future, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 3, No. 1, Ibadan November 1961, S. 68—77
- Emerson, H. N.*: Oil No. 1 Transportation Job, in: The Oil and Gas Journal, Tulsa, 18. 11. 1957, S. 227
- Enke, Stephan*: Terms of Trade, in: Entwicklungspolitik, Handbuch und Lexikon, Stuttgart 1966, Sp. 1604—1606
- Fack, Fritz U.*: Bohrtürme in den Mangrovensümpfen, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 223, 25. September 1965, Beilage
- Fochler-Hauke, Gustav*: Afrika heute — zwischen Tradition und Neugestaltung, in: Geographisches Taschenbuch 1964/65, Wiesbaden 1964, S. 84—113
- Funk, Rolf*: Zahlungsbilanz, in: Handwörterbuch der Sozialwissenschaften, Stuttgart 1964, S. 376—385
- Genzsch, E. O.*: Die „Heizölschwemme“ verzehrt die Ölreserven, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 13. Jg., Heft Nr. 114/115, Juli 1963, S. 235—240
- Grove, A. T.*: Soil Erosion in Nigeria, in: Harrison Church R. J., Farmer, B. H., Geographical Essays on British Tropical Lands, Philip, Son and Nephew Ltd., London 1956, S. 77—111
- Hazell, J. R. T.*: The Inyi-Awlaw Coal, Awgu Division, Onitsha Province, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1954, S. 13—16
- Innes, G.*: Success of Sand Consolidation Technique Confirmed, in: Shell-BP Bulletin, No. 8, March/April 1964, Port Harcourt, S. 2
- Iwuagwu, Pip*: Engineering Activities in Shell-BP, in: Shell-BP Bulletin, No. 21, Port Harcourt, March/April 1966, S. 2
- Jacobs, A.*: Industrielle Entwicklung in den Entwicklungsländern im Hinblick auf deren Ausfuhrmöglichkeiten, in: Förderung der Entwicklungshilfe durch Hebung der Einfuhr aus den Entwicklungsländern, Berlin 1962, S. 90—103
- Jefford, G.*: Physical and Chemical Characteristics of the Nigerian Coal, in: Swardt de, A. M. J. and Casey, O. P., The Coal Resources of Nigeria, Geological Survey of Nigeria, Bulletin No. 28, Ministry of Mines and Power, Lagos 1963, S. 35—58
- Jochimsen, Reimut*: Infrastruktur, in: Entwicklungspolitik, Handbuch und Lexikon, Stuttgart 1966, Sp. 1266—1270
- Kehse, J.*: Die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1961, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 12. Jg., Heft Nr. 109, Dezember 1962, S. 420—427
- Lehbert, Berndt*: Beitrag zum Problem der Energieprognose, in: Weltwirtschaftliches Archiv, Zeitschrift des Instituts für Weltwirtschaft an der

- Universität Kiel, Bd. 84 (1960 I), Hamburg 1960, S. 191—200
- Manshard, Walther*: Die Erschließung der Bodenschätze in Nigeria — ein Beginn auf dem Weg zur Industrialisierung Westafrikas, in: Institut für Raumforschung, Bonn, Informationen 20. Mai 1954, S. 317—319
- Nigeria in seiner Wirtschaftsstruktur, in: Geographisches Taschenbuch 1958—1959, Wiesbaden 1958, S. 402—410
- Münnich, Horst*: Fragen der Industrialisierung in Tropicisch-Afrika, in: Leipziger Geogr. Beitr., Leipzig 1965, S. 129—136
- Njoku, Eni*: The Need for Power in Nigeria, in: Oil Search Bulletin, No. 18, Owerri, October 1957, S. 2
- Nwogu, E. D.*: Oil in Nigeria, in: The Nigerian Geographical Journal, Vol. 3, 1959—60, No. 2, University of Ibadan, Ibadan November 1960, S. 15—25
- Onitiri, H. M. A.*: Import Duties and the Nigerian Balance of External Payments, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 2, No. 1, Ibadan Juni 1960, S. 19—25
- Nigeria's International Economic Relations — A Survey, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 3, No. 1, Ibadan November 1961, S. 13—38
- Oyavoye, M. O.*: Review of Nigerian Pre-Cretaceous, in: Reymont, R. A., Aspects of the Geology of Nigeria, Ibadan University Press, Ibadan 1965, S. 16—22
- Penrose, Edith*: Middle East Oil: The International Distribution of Profits and Income Taxes, in: *Economica*, London August 1960, S. 203—213
- Prescott, J. R. V.*: The Geographical Basis of Nigerian Federation, in: Nigerian Geographical Journal, Vol. 2, 1958, University of Ibadan, Ibadan 1958, S. 1—13
- Richards, H. J.*; *Buchanan, M. S.*: The Okaba Coal, Igala Division, Kabba Province, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1955, S. 17—19
- Robinson, M. S.*: Nigerian Oil: Prospects and Perspectives, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 6, No. 2, July 1964, S. 219—229
- Schätzl, Ludwig*: Schwarzafrika als Entwicklungsgebiet, in: *Aus Politik und Zeitgeschichte*, Heft 2, 1. Jg., August/September 1964, S. 22—29
- Basic Data for Projecting Energy Production and Consumption in Nigeria, in: The Nigerian Journal of Economic and Social Studies, Vol. 8, No. 3, November 1966, S. 403—425
- Schatz, Sayre P.*: Obstacles to Nigerian Private Investment, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 4, No. 1, Ibadan March 1962, S. 66—73
- Nigeria's First National Development Plan (1962—1968), An Appraisal, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 5, No. 2, Ibadan July 1963, S. 221—235
- Seidenfus, Hellmuth St.*: Planung in der Energiewirtschaft, in: Planung ohne Planwirtschaft, Basel 1964, S. 205—210
- Simpson, A.*: The Lignite Seams of Asaba Division, Benin Province, in: Annual Report of the Geological Survey Department, for the Year 1948, The Government Printer, Lagos 1949, S. 6—14
- Geology of the Escarpment, North of Enugu, in: Annual Report of the Geological Survey Department, for the Year 1947, Lagos 1948, S. 9—48
- Singer, Hans W.*: Zahlungsbilanz, in: *Entwicklungspolitik, Handbuch und Lexikon*, Stuttgart 1966, Sp. 1689—1692
- Sokunbi, D. O. B.*: The Impact of the Oil Industry on the Economy of Nigeria, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 4, No. 1, Ibadan March 1962, S. 77—83
- Stabmer, Alfred M.*: Ölreiches Nigeria, in: *Öl, Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft*, Juli 7/1965, S. 240—246
- Swardt, de A. M. J.*; *Piper, H.*: The Lignites of Asaba Division, Benin Province, in: Records of the Geological Survey of Nigeria, Lagos 1957
- Tugendbat, Georg*: Natural Gas in Great Britain, in: *Europe and Oil*, No. 6, June 1966, S. 6—7
- Udo, R. K.*: Patterns of Population Distribution and Settlement in Eastern Nigeria, in: The Nigerian Geographical Journal, Vol. 6, December 1963, No. 2, S. 73—88
- Weber, Dr.*; *Stucky, Dr.*: Deutsche Erdölgesellschaften in Nordafrika — Libyen, in: *Afrika heute*, Nr. 11, 1. Juni 1966, S. 166—167
- Wells, Jerome C.*: Price Stabilization of Nigeria's Export Crops, in: The Nigerian Journal of Economics and Social Studies, Vol. 4, No. 1, Ibadan March 1962, S. 40—49

b) Aufsätze ohne Verfasserangabe:

- Minister signs a new oil pact, in: *Daily Times*, Tuesday, April 27, Lagos 1965, S. 3
- Primär- und End-Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 1963, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft Nr. 139/140, Mai 1965, S. 241—247
- French Group Strikes Oil and Gas in Nigeria, in: *Europe and Oil*, No. 6, June 1966, S. 77
- Nigeria ECN Expands, in: *Federal Nigeria*, Vol. 7, No. 5, Federal Ministry of Information, Lagos 1964, S. 14—15
- Die Erdölwirtschaft Nigerias, in: *Mitteilungen, Frankfurt/M.*, 15. Jg., Nr. 74, März 1965, S. 1—2
- Die Energiequellen Nigerias, in: *Mitteilungen, Frankfurt/M.*, 15. Jg., Nr. 53, Februar 1965, S. 1—4
- Oil: Sahara to the North Sea, in: *Newsweek*, New York August 9, 1965, S. 56—58
- Search for Oil, in: *Nigerian Trade Journal*, Vol. 3, No. 3, July/September 1954, S. 13, Lagos

- Report of the Fiscal Commission, in: Nigerian Trade Journal, Vol. 6, No. 4, October/December 1958, Lagos, S. 126—127
- Petroleum Oils, in: Nigerian Trade Journal, Vol. 7, No. 4, October/December 1959, Lagos, S. 142—143
- Company Tax in Nigeria, in: Nigerian Trade Journal, Vol. 10, No. 1, January/March 1962, Lagos (Supplement)
- First 40 000 Ton Oil Tanker in Nigeria, in: NPA news, Lagos, September 1964, S. 2
- Nigerian Search Mocks Oil Explorers, in: The Oil and Gas Journal, January 2 nd 1956, zitiert aus: Oil Search Bulletin, No. 2, June 1956, Owerri, S. 4
- Port Harcourt Storage Terminal Tanks Completed, in: Oil Search Bulletin, No. 16, August 1957, Owerri, S. 1
- Oloibiri Oilfield on Test Production, in: Oil Search Bulletin, No. 21, January 1958, Owerri, S. 4
- First Shipment of Nigerian Oil, in: Oil Search Bulletin, No. 22, February 1958, Owerri, S. 1
- Nigerian Refinery Study, in: Oil Search Bulletin, No. 36, April 1959, Owerri, S. 1
- Experts Begin Survey for Possible Refinery Location, in: Oil Search Bulletin, No. 40, September 1959, Owerri, S. 1
- Work starts on Bomu/Bonny Pipeline, in: Oil Search Bulletin, No. 43, September 1959, Owerri, S. 4
- First Tanker Passes Through Dredged Bonny Channel, in: Oil Search Bulletin, No. 56, March 1961, Port Harcourt, S. 1
- Bonny Terminal is Progressing, in: Oil Search Bulletin, No. 57, April 1961, Port Harcourt, S. 1
- The Terminal, in: Oil Search Bulletin, No. 60, August 1961, Port Harcourt, S. 1
- History Repeats Itself, in: Oil Search Bulletin, No. 60, August 1961, Port Harcourt, S. 1
- Bonny Capacity to be Doubled, in: Oil Search Bulletin, No. 66, March 1962, Port Harcourt, S. 4
- Nigeria's First Gas Pipelines, in: Oil Search Bulletin, No. 67, April 1962, Port Harcourt, S. 1
- Training Nigeria's Oilmen, in: Oil Search Bulletin, Nr. 67, April 1962, Port Harcourt, S. 2
- Nigeria Refinery Pact Signed, in: Oil Search Bulletin, Nr. 71, August 1962, Port Harcourt, S. 4
- French Effort in Tropical Africa, in: Petroleum Press Service, Vol. XXVII, No. 2, February 1960, S. 61—63
- Independent Nigeria's Oil, in: Petroleum Press Service, Vol. XXVII, No. 10, October 1960, S. 373—375
- Nigeria on the Threshold, in: Petroleum Press Service, Vol. XXIX, No. 6, June 1962, S. 206—210
- Refineries Around Africa, in: Petroleum Press Service, Vol. XXIX, No. 7, July 1962, S. 248—250
- Economics of the Small Refinery, in: Petroleum Press Service, Vol. XXX, No. 3, March 1963, S. 98—100
- Chequered Demand in Tropical Africa, in: Petroleum Press Service, Vol. XXX, No. 4, April 1963, S. 139—142
- The Government's Share, in: Petroleum Press Service, Vol. XXX, No. 9, September 1963, S. 322—324
- Nigeria's First Offshore Discovery, in: Petroleum Press Service, Vol. XXXI, No. 2, February 1964, S. 61—64
- Taking-Off in Africa, in: Petroleum Press Service, Vol. XXXI, No. 5, May 1964, S. 183—185
- Unterschiede im Erdölrecht verschiedener Länder, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXI, Nr. 11, November 1964, S. 407—410
- 100 Millionen Tonnen mehr, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 1, Januar 1965, S. 4—6
- Erdöl-Förderzinsen, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 2, Februar 1965, S. 68
- Mehr Energie für das Wachstum der britischen Wirtschaft, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 3, März 1965, S. 95—96
- Gewaltiger Umsatz des europäischen Ölhandels, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 4, April 1965, S. 124—126
- Nigerien, Erste Ölausfuhren durch Gulf, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 5, Mai 1965, S. 190—191
- Argentinien: Gegen Tatsachen läßt sich nicht streiten, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 6, Juni 1965, S. 227—229
- Der Hochseetransport von verflüssigtem Erdgas, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 7, Juli 1965, S. 263—265
- Libyen, Neuartige Konzessionsbedingungen, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 7, Juli 1965, S. 267—268
- Algerien bereichert sich, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 9, September 1965, S. 324—327
- Britische Gaswirtschaft, Wahrscheinlicher Gasbezug aus Nigeria, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 9, September 1965, S. 348
- Preise stehen unter Druck, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 10, Oktober 1965, S. 365—367
- Riesenhäfen für Mammot-Tanker, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 10, Oktober 1965, S. 381—383
- Saudi-Arabien: Neue Abkommen und Vermessungsarbeiten, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 11, November 1965, S. 407—408
- Willkommenes Wachstum in Algerien, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 11, November 1965, S. 423
- Günstige Aussichten der Erdölentwicklung in Nigeria, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXII, Nr. 12, Dezember 1965, S. 444—446
- Libyen verschlechtert die Konzessionsbedingungen, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 1, Januar 1966, S. 7—9
- Stürmisches Wachstum, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 1, Januar 1966, S. 9—11
- Die USA als Abnehmer, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 1, Januar 1966, S. 11—14

- Der Weg von Caracas nach Wien, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 2, Februar 1966, S. 42—44
- Nigerien im Scheinwerferlicht, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 2, Februar 1966, S. 50—52
- Kosten der Such- und Entwicklungsarbeit im Meer, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 2, Februar 1966, S. 57—61
- Algerien, Ausblick auf magere Jahre, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 2, Februar 1966, S. 65
- Libyen, Shell kauft sich ein, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 2, Februar 1966, S. 65
- Belastung französischer Raffinerien durch Algerien, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 3, März 1966, S. 90—91
- Nordsee: Bevorstehender Beginn der BP Förderung, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 3, März 1966, S. 103—105
- Libyen, Rekordwachstum der Förderung, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 3, März 1966, S. 104—105
- Neue Ölbezugsquellen Europas in Afrika, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 4, April 1966, S. 125—127
- Wirtschaftszusammenschluß in Westafrika, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 4, April 1966, S. 134—135
- Aufstieg der Petrobas, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 4, April 1966, S. 140—141
- Förderkosten der Erdölindustrie, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 5, Mai 1966, S. 178—180
- Die Vorsichtsmaßnahmen Südafrikas, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 6, Juni 1966, S. 219—220
- Die Erdöleinkünfte der Förderstaaten, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 9, September 1966, S. 326
- Die Kunst der Erdölverarbeitung, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 9, September 1966, S. 338—341
- Licht und Schatten in Nigerien, in: Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 11, November 1966, S. 416—418
- Nigeria: Growing Source of World Oil, in: Petroleum Review, July 1963, S. 233—241
- Sand Consolidation Experiences in Nigeria, in: Shell-BP Bulletin, No. 3, July/August 1963, Port Harcourt, S. 4
- Nigerian Gas for Nigerian Market, in: Shell-BP Bulletin, No. 7, January/February 1964, Port Harcourt, S. 3
- Focus on Bonny, in: Shell-BP Bulletin, No. 8, March/April 1964, Port Harcourt, S. 4
- Largest Single Shipment, in: Shell-BP Bulletin, No. 12, December 1964, Port Harcourt, S. 2—3
- Effect of Weather on Company Operations, in: Shell-BP Bulletin, No. 18, October 1965, Port Harcourt, S. 3
- Flüssiggas aus Nigeria? England prüft neue Möglichkeiten, in: Shell, Erdöl-Nachrichten, Nr. 10, Hamburg 1965, S. 4
- Nigeria's Duty Increase, in: West Africa, No. 2340, 7 th April 1962, S. 387
- Oil Companies and Ghana Refinery, in: West Africa, No. 2410, 10. August 1963, S. 903
- ENI Congo Oil Monopoly, in: West Africa, No. 2918, 5 th October 1963, S. 1139
- Rhodesia Refinery, in: West Africa, No. 2419, 12 th October 1963, S. 1167
- Oil Refinery for Madagascar, in: West Africa, No. 2420, 19 th October 1963, S. 1195
- 3 m Fixed Shell Assets, in: West Africa, Nr. 2435, 1 st February 1964, S. 134
- Nigerian Import Duty Rises, in: West Africa, No. 2462, 8 th August 1964, S. 894
- Nigeria's Oil Revolution Begins, in: West Africa, No. 2491, 27 th February 1965, S. 233—235
- L 2 m of Locos for Nigeria, in: West Africa, No. 2496, 3 rd April 1965, S. 380
- Nigeria's Optimistic Regions, in: West Africa, No. 2497, 10 th April 1965, S. 406
- Nigerian Oil for Brazil, in: West Africa, No. 2497, 10 th April 1965, S. 408
- Financing the Federation: 1, in: West Africa, No. 2515, 14 th August 1965, S. 899
- Financing the Federation: 2, in: West Africa, No. 2516, 21 st August 1965, S. 929
- Money no Problem, in: West Africa, No. 2525, 23 rd October 1965, S. 1183
- Putting out the Flames in Nigeria, in: West Africa, No. 2530, 27 th November 1965, S. 1329
- Nigerian Gas to Britain, in: West Africa, No. 2535, 1 st January 1966, S. 17
- Nigerian Petrol Prices Down, in: West Africa, No. 2540, 5 th February 1966, S. 152

III. Gutachten:

- Agricultural Development in Nigeria 1964—1980, Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome, January 1965
- Arthur D. Little Inc., Energy in Nigeria and Attendant Opportunity for Industrial Development, Cambridge-Chicago 1963
- Arthur D. Little Inc., An Evaluation of Mineral Fertilizer Manufacturing Possibilities in Eastern Nigeria, Cambridge-Chicago, December 1963
- Carter, Nicholas G., Clark, Peter Bentley, A Model for Estimating the Foreign Aid Requirements of Nigeria, AID Summer Research Project: Nigeria, Lagos 1964
- Economic Growth of Nigeria: Problems and Pro-

- spects (in ten volumes), International Bank for Reconstruction and Development, International Development Association, 29. November 1965
- Elias, T. O., Sir Arthur Frank Kirby, Okigbo, P. N. C., Report of Elias Commission of Inquiry into the Administration, Economics and Industrial Relations of the Nigerian Railway Corporation, Federal Government Printer, Lagos 1960
- Foreward Forecast of Electricity Sales and Maximum Demands, 1964/65 to 1969/70, Electricity Corporation, Commercial Department, Lagos October 1964 (unveröffentlicht)
- Formulating Industrial Development Programmes, Report of the Second Group of Experts on Programming Techniques, UN, ECAFE, Bangkok 1961
- Langenberg, Helmut, Investigations about the Present Situation and the Future Prospects of the Coal Mining Industry in the Federal Republic of Nigeria, Vol. I: Report, Vol. II: Tables and Appendices, Essen, July 1963
- Le Developpement de l'Energie dans les Pays de la Sous-Region d'Afrique de l'Ouest, Commission Economique pour l'Afrique, Niamey, 10—22 octobre 1966
- Melamid, Alexander, The Nigerian Petroleum Industry, Lagos 1964 (unveröffentlicht)
- Merz and McLellan, Report on Survey of Market for Electricity Supplies, Electricity Corporation of Nigeria, London, December 1959
- Merz and McLellan, Survey Report Concerning the Market of Electricity in Nigeria, Adjustment of Electricity Corporation of Nigeria, Lagos, May 1962
- Natural Gas Development in Nigeria, The Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., Port Harcourt, November 1963
- NEDECO, Western Nigeria Delta Report on Investigation, The Hague, December 1954, Appendices A, B, C, D, E, F of main Report, The Hague, March 1955
- NEDECO, River Studies and Recommendations on Improvement of Niger and Benue, The Hague 1958
- NEDECO, The Hague, and Belfour Beatty and Co. Ltd., London Niger Dams Project, Vol. I—VII, The Hague, April 1961
- Netherlands Economic Institute, Division of Balanced International Growth, The Impact of the European Economic Community on Liberia's Foreign Trade Position, Rotterdam, November 1962
- Nigeria, Report of the Commission Appointed to Enquire into the Fears of Minorities and the Means of Allaying them, Her Majesty's Stationery Office, London, July 1958
- Powell Duffryn Technical Services Limited, Report on the Further Exploration and Development of the Nigerian Coalfields, To: The Ministry of Mines and Power, Lagos, London, May 1963
- Report of the Commission on Revenue Allocation, by Sir Sidney Phillipson and J. R. Hicks, Government Printer, Lagos 1951
- Report of Fiscal Commissioner on Financial Effects of Proposed New Constitutional Arrangements, by A. L. Chick, Government Printer, Nigeria 1963
- Report of the Fiscal Commission, by Jeremy Raisman, London 24 th June 1958
- Report of the Economic Mission 1961, Led by: Dr. the Hon. M. I. Okpara, Premier, Eastern Nigeria, The Government Printer, Enugu 1962
- Report on the Feasibility of Establishing an Integrated Steel Mill in Nigeria, Westinghouse Electric International Company, New York, July 1961, Supplemented October 1962
- Review of Co-operative Programme for Economic Development in Nigeria, United States Agency for International Development, Lagos, March 1964
- Science and Technology for Development, Report on the United Nations Conference on the Application of Science and Technology for the Benefit of the Less Developed Areas, United Nations, New York 1963, Vol. I—VIII
- Stanford Research Institute, The Economic Co-ordination of Transport Development in Nigeria, Menlo Park, California, February 1961
- The Economic Development of Nigeria, Report of a Mission Organized by the International Bank for Reconstruction and Development, Second Printing, London 1960
- Utilization of Natural Gas in the Nigerian Economy, Canadian Industrial Gas Ltd., as Consultants to the External Aid Office, Government of Canada, Calgary, Alberta, May 1964

IV. Jahresberichte:

- Annual Abstract of Statistics 1961, Federal Office of Statistics, Lagos 1961
- Annual Abstract of Statistics 1963, Federal Office of Statistics, Lagos 1963
- Annual Abstract of Statistics 1964, Federal Office of Statistics, Lagos 1965
- Annual Report of the Geological Survey Department: for the Year 1947, The Government Printer, Lagos 1948
- for the Year 1948, The Government Printer, Lagos 1949
- for the Year 1949—50, The Government Printer, Kaduna 1951
- for the Year 1950—51, The Government Printer, Kaduna 1951
- for the Year 1951—52, The Government Printer, Kaduna 1952
- for the Year 1952—53, Federal Government Printer, Lagos 1954

- for the Year 1953—54, Federal Government Printer, Lagos 1954
- for the Year 1954—55, Federal Government Printer, Lagos 1955
- for the Year 1955—56, Federal Government Printer, Lagos 1957
- for the Year 1956—57, Federal Government Printer, Lagos 1957
- for the Year 1957—58, Federal Government Printer, Lagos 1959
- for the Year 1958—59, Federal Printing Division, Lagos 1961
- for the Year 1959—60, Federal Printing Division, Lagos 1961
- for the Year 1960—61, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1962
- for the Year 1961—62, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1963
- Annual Report of the Mines Department:
- for the Year 1944, The Government Printer, Lagos 1945
- for the Year 1945, The Government Printer, Lagos 1946
- for the Year 1947, Zaria, Northern Nigeria 1948
- for the Year 1948, Zaria, Northern Nigeria 1949
- for the Year 1950—51, Government Printer, Kaduna 1951
- for the Year 1951—52, Government Printer, Kaduna 1953
- for the Year 1952—53, Government Printer, Lagos 1954
- for the Year ended 31 st March 1954, Federal Government Printer, Lagos 1954
- for the Year ended 31 st March 1955, Federal Government Printer, Lagos 1956
- Annual Report of the Mines Department:
- for the Year ended 31 st March 1956, Federal Government Printer, Lagos 1957
- for the Year ended 31 st March 1957, Federal Government Printer, Lagos 1958
- for the Year ended 31 st March 1958, Federal Government Printer, Lagos 1959
- Annual Report of the Mines Division, of the Ministry of Mines and Power:
- 1958—1959, Federal Government Printer, Lagos 1960
- for the Year ended 31 st March 1960, Federal Government Printer, Lagos 1961
- for the Year 1960—61, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1962
- for the Year ended 31 st March 1962, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1963
- for the Year ended 31 st March 1963, Federal Ministry of Mines and Power, Lagos 1964
- Annual Report of the Petroleum Division of the Ministry of Mines and Power, for the Year ended 31 st March 1963, Lagos 1964
- Annual Report of the Petroleum Division, for the Year 1963—64, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1965
- Annual Report of the Petroleum Division of the Federal Ministry of Mines and Power 1964—65, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1966
- Demographic Yearbook 1963, fifteenth Issue, United Nations, New York 1964
- Electricity Corporation of Nigeria, Eleventh Annual Report, Statement of Accounts for the Year ended 31 st March 1962, Lagos 1962
- Electricity Corporation of Nigeria, Twelfth Annual Report and Statement of Accounts for the Year ended 31 st March 1963, Lagos 1963
- Electricity Corporation of Nigeria, Thirteenth Annual Report and Statement of Accounts, for the Year ended 31 st March 1964, Lagos 1964
- E. N. I. (Ente Nazionale Idrocarburi), Energy and Hydrocarbons in 1961, Survey accompanying E. N. I.'s Annual Report and Statement of Accounts at 30 th April 1962, Rome
- E. N. I. (Ente Nazionale Idrocarburi), Energy and Hydrocarbons in 1962, Survey accompanying E. N. I.'s Annual Report and Statement of Accounts at 31 th April 1963, Rome
- E. N. I. (Ente Nazionale Idrocarburi), Energy and Hydrocarbons in 1963, Survey accompanying E. N. I.'s Annual Report and Statement of Accounts at 30 th April 1964, Rome
- Federal Nigeria, Annual Report 1957, Federal Information Service, Lagos 1960
- First Annual Report on the Revolving Loans Fund for Industry up to 31 st March 1961, Federal Ministry of Information, Lagos 1962
- Monthly Petroleum Information, Federal Ministry of Mines and Power, Lagos, January 1965 — July 1965
- Motor Vehicles Statistics 1960 and 1961, A Report on the Analysis of Motor Vehicle Licences, Reissued during the first Quarters of 1960 and 1961 with Comparisons over the Period 1953—1961, Federal Office of Statistics, Lagos 1962
- Report on the Accounts of the Nigerian Coal Corporation:
- for the Year ended the 31 st March 1952, The Federal Government Printer, Lagos 1953
- for the Year ended the 31 st March 1953, The Federal Government Printer, Lagos 1954
- for the Year ended the 31 st March 1954, The Federal Government Printer, Lagos 1955
- for the Year ended the 31 st March 1955, The Federal Government Printer, Lagos 1956
- Nigerian Coal Corporation:
- Ninth Annual Report for the Year 1958—1959, Enugu 1959

- Tenth Annual Report for the Year 1959—1960, Enugu 1960
- Eleventh Annual Report for the Year 1960—1961, Enugu 1961
- Twelfth Annual Report for the Year 1961—1962, Enugu 1962
- Thirteenth Annual Report for the Year 1962—1963, Enugu 1963
- Fourteenth Annual Report for the Year 1963—1964, Enugu 1964
- Nigerian Ports Authority:
- First Annual Report for the Year ended 31 st March 1956, Lagos
- Second Annual Report for the Year ended 31 st March 1957, Lagos
- Third Annual Report for the Year ended 31 st March 1958, Lagos
- Forth Annual Report for the Year ended 31 st March 1959, Lagos
- Fifth Annual Report for the Year ended 31 st March 1960, Lagos
- Sixth Annual Report for the Year ended 31 st March 1961, Lagos
- Seventh Annual Report for the Year ended 31 st March 1962, Lagos
- Eighth Annual Report for the Year ended 31 st March 1963, Lagos
- Ninth Annual Report for the Year ended 31 st March 1964, Lagos
- Tenth Annual Report for the Year ended 31 st March 1965, Lagos
- Eleventh Annual Report for the Year ended 31 st March 1966, Lagos
- Nigerian Railway Corporation, Report and Accounts for the Year ended 31 st March 1964, Lagos
- Nigeria Trade Summary, Vol. 35, Lagos, December 1950
- Nigeria Trade Summary, Vol. 36, Lagos, December 1951
- Nigeria Trade Summary, Vol. 37, Lagos, December 1952
- Nigeria Trade Summary, Vol. 38, Lagos, December 1953
- Nigeria Trade Summary, Vol. 39, Lagos, December 1954
- Nigeria Trade Summary, Vol. 40, Lagos, December 1955
- Nigeria Trade Summary, Vol. 41, Lagos, December 1956
- Nigeria Trade Summary, Vol. 42, Lagos, December 1957
- Nigeria Trade Summary, Vol. 43, Lagos, December 1958
- Nigeria Trade Summary, Vol. 44, Lagos, December 1959
- Nigeria Trade Summary, Vol. 45, Lagos, December 1960
- Nigeria Trade Summary, Vol. 46, Lagos, December 1961
- Nigeria Trade Summary, Vol. 47, Lagos, December 1962
- Nigeria Trade Summary, Vol. 48, Lagos, December 1963
- Nigeria Trade Summary, Vol. 49, Lagos, December 1964
- Nigerian Year Book 1965, A Daily Times Publication, Apapa 1965
- Review of External Trade, Nigeria 1963, Federal Office of Statistics, Lagos, Nigeria 1964
- Review of External Trade, Nigeria 1964, Federal Office of Statistics, Lagos, Nigeria 1965
- Trade Report for the Year 1956, Federal Government Printer, Lagos
- Trade Report for the Year 1957, Federal Government Printer, Lagos
- Trade Report for the Year 1958, Federal Government Printer, Lagos
- Trade Report for the Year 1960, Federal Government Printer, Lagos
- World Petroleum Report 1962, New York 1962

V. Sonstige Unterlagen:

- a) *Veröffentlichungen mit Verfasserangabe:*
- Aluko, S. A.; Ijere, M. O.:* The Economics of Mineral Oil, Paper Read at the Seventh Annual Conference of the Science Association of Nigeria, Nsukka, December 10, 1964
- Cassady, Ralph Jr.:* Price Making and Price Behavior in the Petroleum Industry, Petroleum Monograph Series, Volume I, Yale University Press, New Haven 1954
- Graham, Richard C.:* Nigeria: Oil Country Now, International Commerce, US Department of Commerce Publication, July 20, 1964
- Gray, S.:* The Oil Industry in Nigeria, Speech held by Mr. S. Gray in Lagos 3 rd and 4 th December 1964, at the bilateral discussion between the Nigerian and United Kingdom Chambers of Commerce
- Onitiri, H. M. A.:* Recent Changes in the Balance of Payments, Ibadan 1965 (unveröffentlichtes Manuskript)
- Recent Trends in Nigerian Balance of Payments, Ibadan 1965 (unveröffentlichtes Manuskript)
- Reyment, R. A.:* Notes on Ammonites in the Shell d'Arcy Collection at Owerri, Report on a visit to the Shell d'Arcy Exploration Camp at Owerri, 1952, Unpublished Report of Geological Survey of Nigeria, No. 958
- Visit to the Shell d'Arcy Petroleum Development

- Company Palaeontological Department at Owerri, March-April 1955, Unpublished Reports of Geological Survey of Nigeria, No. 1311
- The Future of Geology in Nigeria, Inaugural lecture delivered at the University of Ibadan on 6 December 1963, Ibadan University Press, Ibadan 1964
- Rupley, Lawrence A.: Domestically-Controlled Governmental Revenue Sources for Economic Development with Particular Reference to Nigeria, University of Illinois, Urbana, Illinois 1963
- Schätzl, Ludwig: Der Suezkanal — eine wirtschafts-geographische Untersuchung, München 1963 (Diplomarbeit)
- b) *Veröffentlichungen ohne Verfasserangabe:*
- Arab Oil, Tripolis, November bis Dezember 1964
- Esso-Magazin, Heft 1, 1962, 14. Jg., Hamburg 1962
- Esso-Magazin, Heft 1, 1963, 15. Jg., Hamburg 1963
- Esso-Magazin, Heft 1, 1964, 16. Jg., Hamburg 1964
- Esso-Magazin, Heft 1, 1965, 17. Jg., Hamburg 1965
- Esso-Magazin, Heft 1, 1966, 18. Jg., Hamburg 1966
- Le Nigeria, Notes et Etudes Documentaires, 11 Janvier 1965, No. 3154, La documentation française
- Mineralöl-Zahlen 1964, Mineralölwirtschaftsverband e. V., Hamburg 1965
- Mobil Oil Nigeria Limited, Delivered Retail Prices per Imperial Gallon of Bulk Products, Lagos 1965
- Nigerian Coal Corporation, The Coal Miner, Enugu, September 1962
- Nigerian Coal Corporation, Facts about the Nigerian Coal Corporation, Coal from Enugu Mine, Enugu, March 1963
- Nigerian Coal Corporation, Questions and Answers on Nigerian Coal Corporation, Enugu, Juni 1964
- Nigerian Railway Corporation, Tariff No. 6 (including the Nigerian Railway Corporation Ordinance, 1955), In force from 1 st November 1962, Ebute Metta
- Nigeria, Bundesstelle für Außenhandelsinformation, Köln 1962
- Nigeria, an Economic Survey, Barclays Bank D. C. O., London 1963
- Nigeria, Overseas Economic Surveys, Economic and Commercial Conditions in Nigeria, London, October 1957
- Nigeria's External Position 1964, Research Department Central Bank of Nigeria, Lagos 1965 (unveröffentlichtes Manuskript)
- Oil Search Bulletin, No. 14, Owerri, June 1957
- Petroleum Press Service, Jg. XXXIII, Nr. 5, Mai 1965
- Private Foreign Investment in Nigeria, Research Department, Central Bank of Nigeria, Lagos 2 nd, April 1965
- The Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., 100 Questions and Answers: The Oil Search, Owerri, November 1957
- The Story of Oil in Nigeria, Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., Alperston, Wembley, Middlesex, 1. October 1960
- Shell-BP in the Nigerian Economy, Port Harcourt 24. 10. 1964, herausgegeben von der Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria
- Shell-BP's Financial Arrangements with Government, ECO/EAC, o. O. 24. 10. 1964
- Shell-BP's Financial Arrangements with Government, Port Harcourt 1965
- The Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., Summary of Activities, Port Harcourt 1965 (unveröffentlichtes Manuskript)
- The Shell-BP Story, Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd., Port Harcourt 1965
- The Nigerian Refinery Project, Port Harcourt 1963
- The History of the Nigerian Petroleum Refining Company Ltd., Auszüge aus einem Vortrag des Leiters der Informationsstelle der Raffinerie vom 28. Januar 1965, Port Harcourt
- West Africa, No. 2520, 18. September 1965
- West Africa, No. 2526, 30. October 1965
- West Africa, No. 2529, 20. November 1965
- c) *Regierungsveröffentlichungen:*
- Annual Volume of the Laws of the Federation of Nigeria 1959, Containing the Ordinances of the Federation, No. 15, Petroleum Profits Tax Ordinance, Federal Government Printer, Lagos
- Annual Volume of the Laws of the Federation of Nigeria 1961, Company Income Tax Act 1961, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos
- Eastern Nigeria Development Plan 1962—68, Government Printer, Enugu, Official Document No. 8 of 1962
- Eastern Nigeria Development Plan 1962—68, First Progress Report, The Government Printer, Enugu, Official Document No. 15 of 1964
- Eastern Nigeria Industrial Directory, Ministry of Economic Planning, The Government Printer, Enugu, Official Document No. 29 of 1963
- Eastern Nigeria Industrial Enquiry 1961—1962, Ministry of Economic Planning, Enugu 1964, Official Document No. 6 of 1964
- Economic Survey of Nigeria 1959, Published by Direction of the National Economic Council, Lagos, August 1959
- Investment Possibilities in the Eastern Region of the Federation of Nigeria, Government Printer, Enugu, Official Document No. 11 of 1960
- Investment Opportunities in Eastern Nigeria, The Ministry of Commerce, The Government Printer, Enugu 1962, Second Edition
- Minerals and Industry in Nigeria, Federal Government Printer, Lagos 1957
- Mines Manual, Containing the Minerals Ordinance and Ancillary Legislation, Federal Government Printer, Lagos 1957, Eighth Edition

- National Development Plan 1962—68, Federal Ministry of Economic Development, Lagos 1962
- National Development Plan, Progress Report 1964, Federal Ministry of Economic Development, Lagos 1964
- Nigeria, Handbook of Commerce and Industry in Nigeria, Lagos, June 1962, Fifth Edition
- Oil Prospecting Licence, Land and Territorial Waters Areas, Lagos 1959
- Oil Prospecting Licence, Continental Shelf Areas, Lagos 1959
- Oil Mining Lease, Land and Territorial Waters Areas, Lagos 1959
- Oil Mining Lease, Continental Shelf Areas, Lagos 1959
- Petroleum Development in Libya 1954 through 1964, Published by the Ministry of Petroleum Affairs, Tripoli, February 1965
- Research for National Development, Compiled by the Nigerian Institute of Social and Economic Research, Ibadan 1966
- Statement of Policy for the Niger and Benue Rivers, Sessional Paper No. 3 of 1959, Federal Government Printer, Lagos 1959
- Establishment of Oil Refinery in Nigeria, Sessional Paper No. 5 of 1960, Federal Government Printer, Lagos 1960
- Federal Government Development Programme 1962—68, Sessional Paper No. 1 of 1962, Federal Government Printer, Lagos 1962
- Federal Government Development Programme 1962—68, First Progress Report, Sessional Paper No. 30 of March 1964, Federal Government Printer, Lagos 1964
- The Constitution of the Federal Republic of Nigeria, Federal Ministry of Information, Printing Division, Lagos 1963
- The E. N. D. C. in the First Decade 1955 to 1964, Eastern Nigeria Development Corporation, Enugu 1964
- The Laws of the Federation of Nigeria and Lagos in Force on the 1 st Day of June 1958, Lagos, Federal Government Printer, Volume 4: Mineral Oils, Chapter 120; Motor Spirit, Chapter 125; Volume 5: Oil Pipelines, Chapter 145; Petroleum Fuel, Chapter 151; Volume 9: Subsidiary Legislation Chapters, Mineral Oils, Chapter 120; Petroleum, Chapter 150
- The Laws of the Federation of Nigeria and Lagos, Annual Volume 1959, Containing the Ordinances of the Federation, Petroleum Profits Tax Ordinance 1959, No. 15, Federal Government Printer, Lagos
- d) *Karten:*
- Domestic Trade, Map of Nigeria, 1 : 3 000 000, Drawn & Reproduced by Survey Department Lagos, Nigeria 1949, Reprinted by Federal Survey Department, Lagos, Nigeria 1959
- Eastern Nigeria, 1 : 500 000, Drawn by Survey Department Eastern Nigeria, Reproduced by Federal Surveys, Lagos, Nigeria 1963
- Forest Reserves, Map of Nigeria, 1 : 3 000 000, Drawn & Reproduced by Survey Department Lagos, Nigeria, Reprinted by Director of Federal Surveys, Lagos 1955
- Geological Map of Nigeria, 1 : 3 000 000, Published by Federal Surveys, Lagos, Nigeria 1962, Second Edition
- Nigeria, A New Topographical Map, 1 : 1 000 000, Compiled and Published by The Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria Ltd. to Commemorate Nigeria's Independence, 1 st October 1960
- Nigeria, Location of Industries, Main Agricultural Exports and Mineral Deposits, 1 : 3 000 000, Published by Federal Surveys, Lagos, Nigeria 1961, Third Edition
- Nigeria, Provisional Map of Vegetation Zones, 1 : 3 000 000, Published by Federal Survey Department, Lagos, Nigeria 1958
- Physical Map of Nigeria, 1 : 3 000 000, Published by Federal Surveys, Lagos, Nigeria 1961
- Population Map of Nigeria, 1952—53 Census, 1 : 3 000 000, Drawn by Federal Survey Department, Lagos, Nigeria 1957
- Rail, Road and River Communications, Map of Nigeria, 1 : 3 000 000, Published by Federal Surveys, Lagos, Nigeria 1961
- Railway and Principal Commodities, Map of Nigeria, 1 : 3 000 000, Printed by Director of Federal Surveys, Lagos, Nigeria 1957, Drawn by Federal Survey Department Lagos, Nigeria 1957, Reprinted 1962

Lebenslauf

Am 17. Januar 1938 wurde ich als Sohn des Kaufmanns Ludwig Schätzl und seiner Ehefrau Maria, geb. Gstatter, in Ruhpolding, Kreis Traunstein, geboren.

Ich bekenne mich zur römisch-katholischen Kirche.

Herbst 1944	Einschulung in die Volksschule in Salzburg
1945—1949	Volksschule in Traunstein
1949—1954	Besuch des Gymnasiums mit Oberrealschule in Traunstein
1954—1958	Besuch der Gisela-Oberrealschule in München
12. Juli 1958	Ablegung der Reifeprüfung an der Gisela-Oberrealschule in München
1958—1963	Studium der Betriebswirtschaft an der Ludwig-Maximilians-Universität in München
März 1962 bis Mai 1962	Studienaufenthalt in Ägypten und dem Sudan
12. Februar 1964	Ablegung der Diplomprüfung für Kaufleute an der Ludwig-Maximilians-Universität in München
Mai 1964 bis September 1964	Wissenschaftlicher Assistent am Institut für Wirtschaftsgeographie der Ludwig-Maximilians-Universität in München
Oktober 1964 bis Juli 1965	Associated Research Fellow am Nigerian Institute of Social and Economic Research in Ibadan, Nigeria
ab August 1965	Wissenschaftlicher Assistent am Institut für Wirtschaftsgeographie der Ludwig-Maximilians-Universität in München

VERZEICHNIS DER MÜNCHNER STUDIEN
ZUR SOZIAL- UND WIRTSCHAFTSGEOGRAPHIE:

- Band 1 Paul Meienberg: Die Landnutzungskartierung nach Pan-, Infrarot- und Farbluftbildern. Ein Beitrag zur agrargeographischen Luftbildinterpretation und zu den Möglichkeiten der Luftbildphotographie. 133 Seiten mit 43 Abbildungen, 7 Tabellen und 1 Bildmappe. 1966, DM 58.—.
- Band 2 Ludwig Schätzl: Die Erdölwirtschaft in Nigeria. Eine wirtschaftsgeographische Sektoralanalyse. 215 Seiten mit 26 Abbildungen und 105 Tabellen. 1967, DM 38.—.
- Band 3 Wolf-Dieter Bopst: Die arabischen Palästinaflüchtlinge, ein sozialgeographischer Beitrag zur Erforschung des Flüchtlingsproblems. — Im Druck.